

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (профиль) 18.03.01 «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы				
<b>Разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти</b>				

УДК 665.6:519.237.5

**Студент**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Кулеева Ольга Андреевна		

**Руководитель**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Киргина М.В.	К.Т.Н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Рыжакина Т.Г.	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Романова С.В.	—		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Кузьменко Е.А.	К.Т.Н		

# ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по направлению подготовки бакалавров

**18.03.01 Химическая технология**

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС ВПО, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>Профессиональные компетенции</b>		
P1	Применять базовые и специальные, математические, естественнонаучные, социально-экономические и профессиональные знания в профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ПК-1, 2, 3, 19, 20), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), <b>CDIO (пп. 1.1, 4.1, 4.3, 4.8)</b>
P2	Применять знания в области современных химических технологий для решения производственных задач.	Требования ФГОС (ПК-7, 11, 17, 18, ОК-8), Критерий 5 АИОР (пп. 1.1, 1.2), <b>CDIO (пп. 1.1, 3.2, 4.2, 4.3, 4.5, 4.6)</b>
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии.	Требования ФГОС (ПК-1, 5, 8, 9, ОК-2,3), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), <b>CDIO (пп. 1.2, 2.1, 4.5)</b>
P4	Разрабатывать <b>новые</b> технологические процессы, проектировать и использовать новое оборудование химической технологии, <b>проектировать объекты химической технологии в контексте предприятия, общества и окружающей среды.</b>	Требования ФГОС (ПК-11, 26, 27, 28), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), <b>CDIO (пп. 1.3, 4.4, 4.7)</b>
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных химических технологий.	Требования ФГОС (ПК-4, 21, 22, 23, 24, 25, ОК-4,6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), <b>CDIO (п. 2.2)</b>
P6	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, <b>выводить на рынок новые материалы</b> , соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на химико-технологическом производстве, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС (ПК-6, 10, 12, 13, 14, 15, ОК-6, 13, 15), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), <b>CDIO (пп. 4.1, 4.7, 4.8, 3.1, 4.6)</b>

<b>Общекультурные компетенции</b>		
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-5, 9, 10, 11), Критерий 5 АИОР (пп. 2.4, 2.5), <b>CDIO (п. 2.5)</b>
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-1, 2, 7, 8, 12), Критерий 5 АИОР (п. 2.6), <b>CDIO (п. 2.4)</b>
P9	<b>Активно</b> владеть <b>иностранным языком</b> на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности.	Требования ФГОС (ОК-14), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), <b>CDIO (пп. 3.2, 3.3)</b>
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, <b>демонстрировать лидерство в инженерной деятельности и инженерном предпринимательстве</b> , ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации.	Требования ФГОС (ОК-3, 4), Критерий 5 АИОР (пп. 1.6, 2.3), <b>CDIO (пп. 4.7, 4.8, 3.1)</b>

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (профиль) 18.03.01 «Химическая технология» (Химическая технология природных энергоносителей и углеродных материалов)

Отделение школы (НОЦ) Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      \_\_\_\_\_ (Дата)      Кузьменко Е.А.  
(Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b>
(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
<b>3-2Д53</b>	<b>Кулеевой Ольге Андреевне</b>

Тема работы:

<b>Разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	<b>от 28.02.2020 г. № 59-83/к.</b>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	<b>25.05.2020 г.</b>
--	----------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Результаты лабораторного определения характеристик товарной нефти Западно-Лугинецкого месторождения предприятия ООО «Газпромнефть-Восток».
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Литературный обзор<ol style="list-style-type: none"><li>1.1. Понятие и происхождение нефти</li><li>1.2. Классификация нефти</li><li>1.3. Состав нефти</li><li>1.4. Требования к качеству нефти</li><li>1.5. Процесс подготовки нефти на месторождении</li></ol></li><li>2. Объект и методы исследования<ol style="list-style-type: none"><li>2.1. Сведения о предприятии ООО «Газпромнефть-Восток»»</li><li>2.2. Объект исследования</li><li>2.3. Методы исследования</li><li>2.4. Методика проведения корреляционного и множественного анализа в программном обеспечении STATISTICA</li></ol></li><li>3. Расчеты и аналитика<ol style="list-style-type: none"><li>3.1. Анализ характеристик товарной нефти</li></ol></li></ol>

	3.2. Корреляционный анализ 3.3. Разработка расчетного метода определения плотности товарной нефти 3.4. Разработка расчетного метода определения кинематической вязкости товарной нефти 3.5. Разработка расчетного метода определения давления насыщенных паров товарной нефти 3.6. Разработка расчетного метода определения фракционного состава товарной нефти 3.7. Разработка расчетного метода определения содержания веществ в товарной нефти 4. Результаты исследования 4.1. Расчет плотности товарной нефти с использованием разработанных формул 4.2. Расчет кинематической вязкости товарной нефти с использованием разработанных формул 4.3. Расчет давления насыщенных паров товарной нефти с использованием разработанных формул 4.4. Расчет фракционного состава товарной нефти с использованием разработанных формул 4.5. Расчет содержания веществ в товарной нефти с использованием разработанных формул 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность Выводы
<b>Перечень графического материала</b>	Нет

#### **Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент ОСГН ШБИП Рыжакина Т.Г.
Социальная ответственность	Старший преподаватель ООД ШБИП Романова С.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Нет	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	13.01.2020 г.
---	---------------

#### **Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОХИ ИШПР	Киргина М.В.	К.Т.Н.		13.01.2020 г.

#### **Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Кулеева О.А.		13.01.2020 г.

# ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Д53	Кулеевой Ольге Андреевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОХИ</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

## Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов проекта: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

## Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала проекта	1. Потенциальные потребители результатов исследования 2. Анализ конкурентных технических решений 3. SWOT-анализ
2. Разработка устава научно-технического проекта	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Проведение оценки экономической эффективности проекта разработки расчетных методов определения свойств товарной нефти

## Перечень графического материала(с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НТИ
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.01.2020
---	------------

## Задание выдал консультант:

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	Кандидат экономических наук		31.01.2020

## Задание принял к исполнению студент:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Д53	Кулеева Ольга Андреевна		31.01.2020

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Д53	Кулеева Ольга Андреевна

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОХИ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	18.03.01 Химическая технология

Тема ВКР:

Разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<b>Объектом исследования является</b> – Западно – Лугинецкое месторождение; <b>Рабочая зона</b> – ПСП «Лугинецкое»; <b>Область применения</b> – нефтегазовая отрасль.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019)
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Опасные факторы в рабочей зоне при проведении научного исследования: 1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха. 2. Превышение уровня шума и вибрации 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Вредное воздействие распространяется преимущественно на атмосферу и гидросферу через сжигание углеводородов, а также сбросов сточных вод
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Повышенная пожаро-взрывоопасность Возможные ЧС на установке:

	химический или физический взрыв, пожар, разрушения сооружений, технических устройств или их элементов, разгерметизация аппаратов и трубопроводов.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романова Светлана Владимировна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Д53	Кулеева Ольга Андреевна		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 123 страницы, 28 рисунков, 29 таблиц, 35 источников, 4 Приложения.

Ключевые слова: товарная нефть, свойства нефти, расчетные методы определения, множественная регрессия, точность.

Работа представлена ведением, 6 разделами и выводами, приведен список использованных источников.

Объектом исследования является товарная нефть Западно-Лугинецкого месторождения предприятия ООО «Газпромнефть-Восток». Предмет исследования – характеристики товарной нефти.

Целью работы является разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти.

В ходе работы проанализированны характеристики товарной нефти Западно-Лугинецкого месторождения предприятия ООО «Газпромнефть-Восток», с использованием метода множественного регрессионного анализа, разработаны расчетные способы определения характеристик товарной нефти, осуществлен расчет характеристик товарной нефти по разработанным формулам, результаты расчета сравнены с экспериментальными данными, сделан вывод о точности разработанных методов.

## **Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки**

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты:

1. ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»;
2. ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»;
3. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (метод А);
4. ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты»;
5. ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров»;
6. ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»;
7. ГОСТ 33-2016 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости»;
8. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава»;
9. ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Метод определения парафина» (метод А);
10. ГОСТ 23683-89 «Парафины нефтяные твердые. Технические условия»;
11. ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов»;
12. ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Метод определения хлорорганических соединений»;
13. ГОСТ 3900-85 «Методы определения плотности».

В настоящей бакалаврской работе применяются следующие сокращения:

ДНС НПЗ – дожимная насосная станция нефтеперерабатывающего завода;

РП – резервуарный парк;

УДХ – установка дозирования реагента;

НД – насос-дозатор;

НМШ – насос масляный шестеренный;

НКПР – нижний концентрационный предел распространения;

НГСВ – нефтегазовый сепаратор со сбросом воды;

РО – резервуарный отстойник;

О – отстойник;

Е – дренажная емкость;

ВКС – вакуумная компрессорная станция;

БИЛ – блок измерительной линии;

БИК – блок расхода линии.

# ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	16
1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР .....	19
1.1. Понятие и происхождение нефти.....	19
1.1.1. Органическая теория происхождения нефти .....	19
1.1.2. Неорганическая теория происхождения нефти .....	21
1.2. Классификация нефти .....	24
1.3. Состав нефти .....	25
1.4. Требования к качеству нефти .....	27
1.5. Процесс подготовки нефти на месторождении .....	28
2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	34
2.1. Сведения о предприятии ООО «Газпромнефть-Восток» .....	34
2.1.1. Химико-аналитическая лаборатория.....	34
2.2. Объект исследования.....	35
2.3. Методы исследования .....	36
2.3.1. Методика определения массовой доли воды .....	36
2.3.2. Методика определения содержания хлористых солей.....	38
2.3.3. Методика определения массовой доли серы.....	39
2.3.4. Методика определения давления насыщенных паров .....	40
2.3.5. Методика определения массовой доли механических примесей .....	41
2.3.6. Методика определения кинематической вязкости .....	42
2.3.7. Методика определения фракционного состава.....	43
2.3.8. Методика определения массовой доли парафина.....	44
2.3.9. Методика определения массовой доли сероводорода, метил- изтилмеркаптанов .....	46

2.3.10. Методика определения массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С .....	47
2.3.11. Методика определения плотности .....	48
2.4. Методика проведения корреляционного и множественного регрессионного анализа в программном обеспечении STATISTICA .....	49
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА .....	53
3.1. Анализ характеристик товарной нефти .....	53
3.2. Корреляционный анализ .....	54
3.3. Разработка расчетного метода определения плотности товарной нефти ..	55
3.4. Разработка расчетного метода определения кинематической вязкости товарной нефти .....	56
3.5. Разработка расчетного метода определения давления насыщенных паров товарной нефти .....	57
3.6. Разработка расчетного метода определения фракционного состава товарной нефти .....	57
3.7. Разработка расчетного метода определения содержания веществ в товарной нефти .....	59
4 РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ .....	63
4.1. Расчет плотности товарной нефти с использованием разработанных формул .....	63
4.2. Расчет кинематической вязкости товарной нефти с использованием разработанных формул.....	63
4.3. Расчет давления насыщенных паров товарной нефти с использованием разработанных формул.....	63
4.4. Расчет фракционного состава товарной нефти с использованием разработанных формул.....	64
4.5. Расчет содержания веществ в товарной нефти с использованием разработанных формул.....	65

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	67
5.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	67
5.2. SWOT-анализ .....	69
5.3. Оценка готовности проекта к коммерциализации .....	71
5.4. Планирование научно – исследовательских работ .....	72
5.4.1. Структура работ в рамках научного исследования .....	72
5.4.2. Определение трудоемкости выполнения работ .....	73
5.4.3. Разработка графика проведения научного исследования .....	76
5.5. Расчет материальных затрат НТИ.....	78
5.5.1. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	78
5.5.2. Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ .....	78
5.5.3. Основная заработная плата исполнителей темы .....	79
5.5.4. Накладные расходы .....	81
5.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта .....	82
5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .....	82
5.6.1 Оценка сравнительной эффективности исследования .....	82
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	86
ВВЕДЕНИЕ.....	86
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	86
6.2. Производственная безопасность. ....	88
6.3 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования. ....	89
6.3.1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с	

аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.....	90
6.3.2 Превышение уровня шума и вибрации.....	90
6.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	92
6.3.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека .....	93
6.4. Экологическая безопасность .....	94
6.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
Выводы по разделу .....	98
ВЫВОДЫ.....	99
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	101
ПРИЛОЖЕНИЕ 1 .....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ 2 .....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ 3 .....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 4 .....	112

## ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время нефть имеет огромное значение для экономики Российской Федерации. Значение нефти в народном хозяйстве велико: это сырье для нефтехимии в производстве синтетического каучука, спиртов, полиэтилена, широкой гаммы различных пластмасс и готовых изделий из них, искусственных тканей; источник для выработки моторных топлив (бензина, керосина, дизельного и реактивных топлив), масел и смазок, а также котельного печного топлива (мазут), строительных материалов (битумы, гудрон, асфальт); сырье для получения ряда белковых препаратов, используемых в качестве добавок в корм скоту для стимуляции его роста [1].

Мировые извлекаемые запасы нефти оцениваются в 141,3 млрд. тонн. Этих запасов при нынешних объемах добычи нефти хватит на 42 года. Российская Федерация владеет 4,76 % извлекаемых запасов нефти, т.е. 6,64 млрд. тонн. В настоящее время Российская Федерация по объему добычи нефти занимает 1-е место в мире. С начала нового столетия, наша страна интенсивно наращивает добычу нефти [2].

Промысловая подготовка нефти необходима не только для обеспечения определенных показателей качества сырья для переработки на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях, но и для создания таких условий при которых вредные компоненты в нефти не будут оказывать серьезного отрицательного влияния на срок службы магистральных нефтепроводов.

Для транспорта по трубопроводу нефть по своим характеристикам – составу и свойствам, должна строго соответствовать требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Показатели качества сырой и товарной (прошедшей промысловую подготовку) нефти экспериментально определяются на базе химико-аналитических лабораторий.

Основными регламентируемыми характеристиками товарной нефти являются плотность, вязкость, фракционный состав, давление насыщенных



паров, содержание различных веществ (воды, серы, парафина, механических примесей, хлористых солей и т.д.).

Химико-аналитическими лабораториями проводится огромное число экспериментальных исследований с целью определения характеристик сырой и товарной нефти.

В последние годы наблюдается масштабная цифровизация различных отраслей человеческой деятельности. Появление точных расчетных методов определения показателей качества сырья и продукции позволяет значительно сократить объем проводимых экспериментальных исследований. Эффективным инструментом для разработки расчетных методов определения характеристик исследуемых объектов является статистический анализ.

Таким образом, **целью** данной работы является разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи**:

1. Провести анализ характеристик товарной нефти Западно-Лугинецкого месторождения предприятия ООО «Газпромнефть-Восток».

2. Разработать расчетные способы определения характеристик товарной нефти (плотность при 20 °С, кинематическая вязкость при 20 °С, давление насыщенных паров, температура начала кипения, выход фракций при температуре до 200 °С и до 300 °С, содержание механических примесей, парафина, серы и хлористых солей) с использованием метода множественного регрессионного анализа.

3. Осуществить расчет характеристик товарной нефти по разработанным формулам, сравнить результаты расчета с экспериментальными данными, сделать вывод о точности разработанных методов.

**Объектом исследования** в данной работе является товарная нефть Западно-Лугинецкого месторождения предприятия ООО «Газпромнефть-Восток».

**Предметом исследования** – характеристики товарной нефти.

**Практическая значимость:**

Разработанные в ходе работы расчетные способы определения характеристик товарной нефти, характеризуются погрешностями, сравнимыми с точностью экспериментальных методов определения данных параметров, что свидетельствует о возможности применения разработанных формул в химико-аналитической лаборатории месторождения. Наличие точного и простого способа определения характеристик товарной нефти позволит производителям осуществлять оперативный контроль качества продукции.

# 1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР

## 1.1. Понятие и происхождение нефти

Нефть – природная дисперсная система жидких углеводородов, в которой растворены газообразные и твердые вещества.

Наряду с углеводородами, в нефти присутствуют гетероорганические гетероатомные соединения, содержащие, кроме углерода и водорода, серу, азот, кислород и другие элементы, в частности, железо, ванадий и другие.

Нефть – это широкий комплекс газообразных, жидких и твердых углеводородных соединений.

Нефть и все другие горючие полезные ископаемые, так же как рассеянное органическое вещество осадочных пород, генетически связаны с живым веществом нашей планеты, с биосферой прошлых геологических эпох. Проблема происхождения нефти, нижний возрастной предел её образования тесно связаны с возрастом возникновения жизни на Земле. На протяжении веков учёными было выдвинуто множество теорий происхождения нефти[1].

### 1.1.1. Органическая теория происхождения нефти

В основе органической, биогенной теории нефтеобразования лежит представление о происхождении нефти из биогенного органического вещества подводных (субаквальных) осадочных отложений. Этот процесс, по мнению сторонников органической теории, носит стадийный характер. Нефть представляет собой продукт превращения органического вещества[2].

Нефть – результат литогенеза. Она представляет собой жидкую (в своей основе) гидрофобную фазу продуктов фоссилизации (захоронения) органического вещества (керогена) в водно-осадочных отложениях.

Нефтеобразование – стадийный, весьма длительный (обычно 50-350 млн. лет) процесс, начинающийся ещё в живом веществе.

Выделяется ряд стадий:

- осадконакопление – во время которого остатки живых организмов выпадают на дно водных бассейнов;
- биохимическая – процессы уплотнения, обезвоживания и биохимические процессы в условиях ограниченного доступа кислорода;
- протокатагенез – опускание пласта органических остатков на глубину до 1,5-2 км, при медленном подъёме температуры и давления;
- мезокатагенез или главная фаза нефтеобразования (ГФН) – опускание пласта органических остатков на глубину до 3-4 км, при подъёме температуры до 150 °С. При этом органические вещества подвергаются термокаталитической деструкции, в результате чего образуются битуминозные вещества, составляющие основную массу микронефти. Далее происходит отгонка нефти за счёт перепада давления и эмиграционный вынос микронефти в песчаные пласты-коллекторы, а по ним в ловушки;
- апокатагенез керогена или главная фаза газообразования (ГФГ) – опускание пласта органических остатков на глубину более 4,5 км, при подъёме температуры до 180-250 °С [3].

При этом органическое вещество теряет нефтегенерирующий потенциал и реализовывает метаногенерирующий потенциал.

Уже давно было установлено, что большинство осадочных отложений морского (субаквального) происхождения содержит определенное количество рассеянных органических веществ: остатки растительного и животного мира.

Различают органическое вещество сапропелевого типа и гумусового типа. Если накопление и изменение органического вещества происходит под водой при недостаточном доступе воздуха, оно сводится к процессу перегнивания, возникают углеводы. Это гумусовые вещества (главная часть почвы). Если же изменение органического вещества происходит под водой, без доступа кислорода, то происходит процесс гниения – это восстановительный процесс в химическом отношении [4].

Итак, процесс нефтеобразования согласно органической теории –

стадийный. На стадиях осадконакопления и диагенеза (становления осадка) формируются нефтегазоматеринские породы, обогащенные органическим веществом. На стадии катагенеза реализуются потенциальные возможности нефтегазоматеринских пород генерировать газ, нефть, конденсат. Процесс начинается с образования газа, которое сопутствует нефтеобразованию и завершает его.

Таким образом, на основании вышесказанного можно сделать следующие выводы.

1. Органическая теория происхождения нефти считает первым доказательством нефтеобразования за счет органического вещества приуроченность месторождений нефти и газа к осадочным бассейнам. Причем имеется связь между запасами нефти и газа с объемом нефтегазоматеринских отложений, находившихся в очаге генерации.

2. Второе доказательство связи нефти с живым веществом – присутствие в нефти реликтовых углеводородов, или хемофоссилий, которые являются биологическими маркерами между нефтью и исходным органическим веществом.

3. Оптическая активность или способность нефти вращать плоскость поляризованного света связана с присутствием в молекуле асимметричного атома углерода, все валентности которого насыщены различными атомами или радикалами, что свойственно только биологическим системам.

Получается, что на сегодня органическая теория происхождения нефти лучше аргументирована, чем неорганическая, но все же вопросы происхождения нефти, миграции, аккумуляции, формирования месторождений являются нерешенными, дискуссионными в силу наличия совершенно противоположных мнений[2].

### **1.1.2. Неорганическая теория происхождения нефти**

Исторически неорганическая теория возникла раньше органической. До середины XIX в. нефть использовалась там, где имелись её выходы на поверхности – в Средиземноморье, в Калифорнии, Венесуэле и др. Ряд

ученых того времени, например, немецкий естествоиспытатель А. Гумбольдт, связал образование нефти и асфальта с вулканами[4].

Знаменитый химик Д.И. Менделеев создал свою известную «карбидную» теорию происхождения нефти и выступил на заседании Русского химического общества в 1877 г., причем его гипотеза была обоснована на большом фактическом материале и сразу же завоевала популярность. Менделеев указал, что открытые к тому времени месторождения нефти сконцентрированы в окраинах горно-складчатых сооружений, линейно вытянуты, тяготеют к зонам крупных разломов. Через эти разломы вода проникает вглубь Земли, вступает в реакцию с углеродистыми металлами – с карбидами металлов, в результате чего возникает нефть, которая поднимается вверх, образует залежи[5].

Этот процесс, по Менделееву, происходил не только в прошлые геологические периоды, но и происходит сейчас.

Карбидную теорию критиковал академик И.М. Губкин. Для карбидного варианта происхождения нефти необходимо существование проводящих путей воды к жидким карбидам и обратно, из очагов генерации к местам скопления нефти и газа. Губкин показал невозможность существования подобных трещин – проводящих путейотядра Земли к верхней твердой оболочке. Препятствием является, по Губкину, пластичный базальтовый пояс, затрудняющий как проникновение воды вниз, так и обратный восходящий поток нефти и газа. Кроме того, в качестве аргумента против карбидной теории Губкин ссылался на тот факт, что образованные неорганическим путем нефти оптически неактивны, в то время как природная нефть оптически активна, способна вращать плоскость поляризации светового луча [3].

Кроме карбидной известна космическая теория происхождения нефти. Автор этой теории русский геолог Н.А. Соколов выдвинул её в 1892 г. Он считал, что углеводороды изначально существовали в первозданном веществе Земли или образовались на ранних

высокотемпературных стадиях её образования. С охлаждением Земли нефть поглощалась и растворялась в жидкой расплавленной магме. Впоследствии, когда возникла земная кора, из магмы выделились углеводороды, которые по трещинам в земной коре поднимались в верхние части, сгущались и там образовали скопления [5].

В качестве основных аргументов для подкрепления неорганической теории происхождения нефти сторонники её приводят следующие факты:

1. Наличие месторождений нефти в кристаллических породах фундамента.

2. Нефтегазопрооявления, нахождение углеводородов в продуктах деятельности вулканов, в космосе, «в трубках взрыва».

3. Факты получения углеводородов лабораторным путем, в условиях высоких температур и давлений (реакция Фишера-Тропша).

4. Присутствие углеводородных газов и жидких углеводородных флюидов в глубоких скважинах, вскрывших кристаллический фундамент (в Татарстане Миннибаевская и Новоелховская скважины, скважина Гравберг в Швеции и др.).

5. Невозможность объяснения с позиций органической теории огромных концентраций нефти в гигантских месторождениях мира, невозможность объяснения, как происходит отрыв рассеянных углеводородов от материнской толщи (эмиграция).

6. Молодой (кайнозойский) возраст залежей газа и постпалеозойский (преимущественно кайнозойский) возраст залежей нефти на древних платформах. В.Б. Порфирьев считал, что все известные в мире нефтяные месторождения образовались недавно – в промежутке времени от миоцена до четвертичного периода. К.Б. Аширов также считал, что все залежи нефти недавно формировались, в результате альпийских тектонических движений.

7. Связь нефтяных месторождений с глубинными разломами и т.д [6].

## 1.2. Классификация нефти

Классификации нефти строятся на различной основе. Как правило, это генетические и технологические классификации. Первые из них учитывают состав исходного материала и условия его преобразования, а вторые характеризуют нефть как сырье для производства тех или иных нефтепродуктов.

Генетическая классификация делит нефти на гумито-сапропелитовые, сапропелитовые и сапропелито-гумитовые типы по соотношению остатков высших и низших растений в их составе.

Типы подразделяются далее на классы и группы – по степени преобразования компонентов в анаэробной среде. Принятая в Российской Федерации технологическая классификация делит нефти на три класса – по содержанию серы (I, II, III); три типа – по выходу фракций, выкипающих до 350 °С (T<sub>1</sub>, T<sub>2</sub>, T<sub>3</sub>); четыре группы – по потенциальному содержанию базовых масел (M<sub>1</sub>, M<sub>2</sub>, M<sub>3</sub>, M<sub>4</sub>); четыре подгруппы – по индексу вязкости (И<sub>1</sub>, И<sub>2</sub>, И<sub>3</sub>, И<sub>4</sub>) и три вида – по содержанию твердого парафина (П<sub>1</sub>, П<sub>2</sub>, П<sub>3</sub>)[7].

В целом нефть характеризуется шифром, составляемым последовательно из обозначения класса, типа, группы, подгруппы и вида, которым соответствует данная нефть (Таблица 1.1).

Таблица 1.1 – Технологическая классификация нефти

Показатель качества	Класс		
	I	II	III
Содержание серы, % мас.			
в нефти	≤ 0,50	0,51-2,00	> 2,00
бензине	≤ 0,10	≤ 0,10	> 0,10
реактивном топливе	≤ 0,10	≤ 0,25	> 0,25
дизельном топливе	≤ 0,20	≤ 0,10	> 0,10
Показатель качества	Тип		
	T <sub>1</sub>	T <sub>2</sub>	T <sub>3</sub>
Содержание фракций, выкипающих до 350 °С, % мас.	≥ 55,0	45,0-54,9	≤ 45,0



Показатель качества	Группа			
	М <sub>1</sub>	М <sub>2</sub>	М <sub>3</sub>	М <sub>4</sub>
Потенциальное содержание базовых масел, % мас.				
на нефть	> 25,0	15,0-24,9	15,0-24,9	< 15,0
на мазут свыше 350 °С	> 45,0	> 45,0	30,0-44,9	< 30,0
Показатель качества	Подгруппа			
	И <sub>1</sub>	И <sub>2</sub>	И <sub>3</sub>	И <sub>4</sub>
Индекс вязкости базовых масел	> 95,0	90,0-95,0	85,0-89,9	< 85,0
Показатель качества	Вид			
	П <sub>1</sub>	П <sub>2</sub>	П <sub>3</sub>	
Содержание парафинов, % мас.	≤ 1,5	1,5-6,0	> 6,0	

Классификация, имеющая признаки и научной, и технологической, была построена на основе группового состава нефти. В соответствии с ней нефти делятся на шесть классов: парафиновые, парафинонафтеновые, нафтеновые, парафино-нафтенно-ароматические, нафтенноароматические, ароматические. Каждый класс включает нефти с преобладанием одного-двух компонентов группового состава или с их примерно равным содержанием[8](Рисунок 1.1).

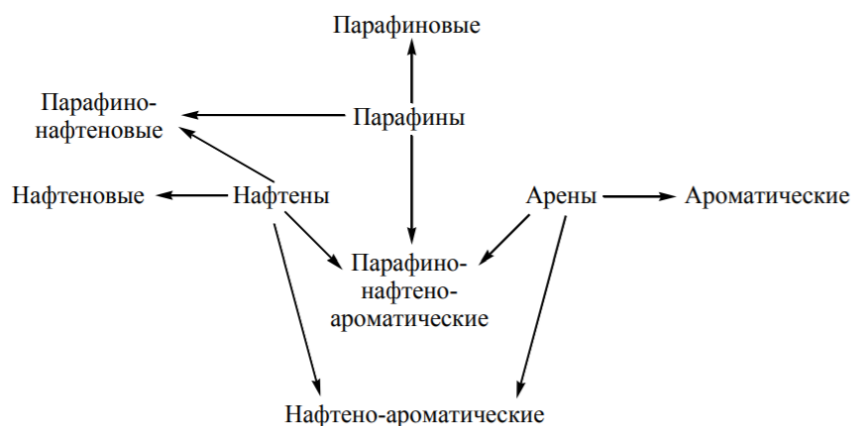


Рисунок 1.1 – Классификация нефти по групповому составу

### 1.3. Состав нефти

С физической точки зрения нефть рассматривается как раствор газообразных и твердых углеводородов в жидкости. При этом свойства нефти определяются сложностью химического состава и взаимодействием соединений, содержащихся в ней, которое может приводить к образованию сложных структур, близких коллоидным[11].

Природа ассоциативных сил может быть различна (Ван-дер-Ваальсовы силы, слабые химические взаимодействия за счет водородных связей и т.п.). С этих позиций нефть является природной дисперсной системой жидких органических соединений, главную часть которых составляют углеводороды различной молекулярной массы. В небольшом количестве в нефти обнаружены также гетеросоединения, содержащие серу, кислород и азот.

Элементный состав нефти: углерода 83-87 % мас., водорода 12-14 % мас. и около 1-2 % мас., иногда до 4 % мас. серы, кислорода и азота. Нефть почти не содержит минеральных примесей, поэтому зольность ее невысока [9].

Нефть – это природное образование сапропелитового или гумусо-сапропелитового происхождения, часто образующие совместные месторождения, в которых газ частично растворен в нефти под давлением, и, наоборот, в газовой фазе присутствует некоторое количество паров углеводородов  $C_5$ - $C_6$ [9].

Первичным продуктом в процессе нефтеобразования является мальта – первичная нефть, содержащая до 10 % мас. кислорода. В восстановительной атмосфере происходит потеря кислорода и части углерода в виде  $CO_2$ . Дальнейшее преобразование компонентов нефти сводится к перераспределению состава жидких углеводородов нефти. В ней уменьшается количество полициклических нафтеновых и ароматических углеводородов, которые переходят в моноциклические нафтеновые, а затем в парафиновые углеводороды. Таким образом, парафинистые нефти являются самыми «старыми», а тяжелые и богатые высокомолекулярными соединениями относятся к «молодым» (Таблица 1.2).

Однако, существуют представления об обратном ходе эволюции нефти, в котором преобладают окислительные процессы [12].

Таблица 1.2 – Групповой состав нефти, % мас.

<b>Увеличение возраста</b> ↓	<b>Возраст</b>	<b>Парафины</b>	<b>Нафтены</b>	<b>Арены</b>
	Кайнозой	26	52	22
	Мезозой	37	50	13
	Палеозой	55	29	16

#### 1.4. Требования к качеству нефти

Качество нефти – совокупность свойств, обеспечивающих ее пригодность для использования по назначению[13].

Физико-химические свойства нефти: плотность, вязкость, фракционный состав.

Эксплуатационные свойства нефти характеризуют полезный эффект от использования нефтепродукта по назначению; определяют область его применения.

Показатель качества – количественная характеристика одного или нескольких свойств продукции, составляющих его качество.

Уровень качества – относительная характеристика качества, основанная на сравнении показателей качества оцениваемой продукции с базовыми значениями[12].

Основные требования к характеристикам нефти представлены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования к качеству нефти по ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия»

<b>Показатель</b>	<b>Группа нефти</b>		
	<b>I</b>	<b>II</b>	<b>III</b>
Максимальное содержание воды, %	0,5	1,0	1,0
Максимальное содержание хлористых солей, мг/л	100	300	900
Максимальное содержание механических примесей, %	0,05	0,05	0,05
Максимальное давление насыщенных паров при температуре 37,8 °С, кПа	66,67	66,67	66,67

Методы оценки свойств и качества (по назначению):

1. приемосдаточные – установление соответствия произведенного, поступившего или отгруженного нефтепродукта показателям качества.
2. контрольный анализ – проводят в процессе приготовления или хранения нефтепродукта.
3. полный анализ – оценка качества по основным эксплуатационным свойствам для партии продукта, отгружаемой с завода или перед «закладкой» продукта на длительное хранение.
4. арбитражный анализ – выполняют в случае возникновения разногласия между поставщиком и потребителем.
5. специальный анализ – проводится по узкой группе нефтепродуктов, например, определение фракционного состава нефти, стабильность масел [14].

### **1.5. Процесс подготовки нефти на месторождении**

Подготовка нефти на месторождении заключается в отделении от нефти механических примесей, пластовой воды и хлористых солей, а также легких фракций углеводородов. Отделение легких фракций углеводородов способствует стабилизации нефти и уменьшает ее испарение [15].

Высокое содержание хлористых солей в нефти, соли и механических примесей, а также пластовой воды способствует более интенсивному коррозионному износу трубопроводов, оборудования и аппаратов нефтеперерабатывающего завода дожимной насосной станции (НПЗ ДНС), снижает пропускную способность трубопроводов.

В зависимости от содержания в продукте масла, воды, хлористых солей и механических примесей нефти разделяют на три группы. Качество товарной нефти регламентируется ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» [12].

Технологическая схема площадки ДНС с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) и резервуарного парка (РП) приведена на Рисунке 1 ПРИЛОЖЕНИЯ 1.

Продукция площадок кустов скважин №№ 184, 186, 6, 9 и разведочных скважин 580Р, 182Р Западно-Лугинецкого месторождения, площадок кустов скважин №№ 1, 2, 5 и разведочной скважины № 300Р Нижнелугинецкого месторождения по нефтесборным трубопроводам поступает на существующий узел подключения.

Перед входом в сепараторы первой ступени организована подача реагента насосами-дозаторами блока дозирования реагентов (УДХ). Ввод реагента в нефтепровод осуществляется через специальный узел ввода химреагента (форсунку), поставляемый в составе установки.

Система автоматизации УДХ предусматривает:

- ручное местное управление насосами-дозаторами, шестеренным насосом, вентилятором, электрическими обогревателями, освещением;
- местный и дистанционный контроль давления в трубопроводе подачи химреагента;
- контроль уровня реагента в расходном баке;
- автоматическое отключение насосов-дозаторов НД-1, НД-2 при уровне реагента меньше минимального;
- отключение шестеренного насоса НМШ при уровне реагента выше максимального;
- отключение НД-1 и НД-2 при отклонении от установок давления в трубопроводе подачи химреагента;
- автоматическое, периодическое перемешивание реагента в расходном баке;
- контроль минимальной температуры во внутренней емкости;
- автоматическое повторное включение НД-1, НД-2 при пропадании электроэнергии;

- автоматическое управление электрообогревом в блоке УДХ по температуре внутри блока;
- контроль порогов загазованности (10 % нижнего концентрационного предела распространения(НКПР), 20 % НКПР);
- включение вентилятора при загазованности 10 % НКПР с включением местной светозвуковой сигнализации;
- отключение всех токоприемников блока УДХ (кроме вентилятора), включение местной светозвуковой сигнализации при загазованности 20 % НКПР;
- отключение всех токоприемников УДХ при возникновении пожара;
- сигнализация низкой температуры в блоке УДХ;
- защита всех электроприемников от короткого замыкания и перегрузок;
- контроль открытия двери.

Далее усредненная нефтегазоводяная смесь поступает на первую ступень сепарации.

Предусмотрены различные режимы работы нефтегазового сепаратора со сбросом воды НГСВ-1: режим сепаратора первой ступени и режим отстойника нефти.

В режиме сепаратора первой ступени аппарат со сбросом воды НГСВ-1 является началом технологической цепочки и подключается к коллектору узла подключения при помощи задвижки Ду-200. От узла подключения по трубопроводу Ду-200 вся поступающая на ДНС с УПСВ жидкость направляется в НГСВ-1, где происходит предварительная дегазация и отвод пластовой воды. Давление в аппарате НГСВ-1 поддерживается от 0,2-0,6 МПа регулирующим клапаном. Уровень жидкости в аппарате поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода обезвоженной нефти. Межфазный уровень

«нефть-вода» поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода пластовой воды.

Далее частично дегазированная и частично обезвоженная нефть поступает во входной коллектор подогревателей нефти и подается на подогреватели ПНК-1,9 – 1 шт. и ПП-0,63 – 3 шт., где нагревается до температуры 50-55 °С.

Газ для питания горелок в подогревателях отбирается после дополнительной осушки газа в сепараторе С-3, замеряется и подается в блоки подготовки топлива каждого подогревателя.

После доочистки и редуцирования газ подается на запальную и основную горелки, сжигается в топке подогревателя, отдавая тепло промежуточному теплоносителю. Охлажденные продукты сгорания поступают в конвективную секцию топочного пространства (передают тепло нефтегазоводяной смеси) и далее через дымовую трубу выводятся из топки в атмосферу.

Система автоматизации подогревателя ПП-0,63 обеспечивает: местный и дистанционный визуальный контроль следующих параметров: давления топливного газа перед основной и запальной горелками; давления нефти на выходе из подогревателя; давления нефти на входе в подогреватель; температуры нефти на входе в подогреватель; температуры нефти на выходе из подогревателя; температуры теплоносителя; контроля пламени горелки; искрового розжига запальной горелки.

Нагретая жидкость выводится из подогревателей в отстойники нефти О-1,2 для отделения водонефтяной эмульсии от воды. Система автоматизации отстойников О-1,2 обеспечивает:

- дистанционный контроль и автоматическое регулирование межфазного уровня в рабочих пределах клапанами КЖ-1 и Кл-5, предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормы;

- дистанционный, местный контроль и автоматическое регулирование рабочего давления в аппарате клапаном Кл-4, сигнализация отклонения давления от рабочего значения на 10 %;

- дистанционный контроль текущего уровня жидкости в аппарате;

- местный, дистанционный контроль температуры в аппарате.

Пластовая вода из сепаратора НГСВ-1 отводится в резервуары-отстойники РО-1,2 объемом  $700 \text{ м}^3$  каждый, где она дополнительно отстаивается от содержащейся в ней нефти. В эти же резервуары попадает пластовая вода, уловленная в отстойниках О-1,2. Обвязка резервуаров РО-1,2 позволяет осуществить как параллельную, так и последовательную их работу. При параллельной работе, отводимая из аппарата НГСВ-1 пластовая вода поступает одновременно в оба резервуара. Очищенная пластовая вода откачивается одновременно из обоих резервуаров с помощью насосной пластовой воды.

При последовательной работе пластовая вода из сепаратора НГСВ-1 поступает в резервуар РО-1, где предварительно отстаивается и самотеком по системе сообщающихся сосудов перетекает в резервуар РО-2. В резервуаре РО-2 пластовая вода дополнительно отстаивается, и очищенная поступает в приемный коллектор насосной пластовой воды.

Емкость дренажная Е-8 объемом  $25 \text{ м}^3$  предназначена для отбора из резервуаров-отстойников уловленной нефти при помощи находящихся в них стояков высотой 4 и 5 м. Также емкость Е-8 предназначена для дренирования сепаратора НГСВ-1. Также предусмотрена работа аппарата НГСВ-1 в режиме отстойника (вместо отстойников нефти О-1 и О-2).

В таком случае входящий поток газоводонефтяной эмульсии от узла подключения распределяется на две технологические очереди (в аппараты С-1 и С-2), далее частично дегазированная эмульсия поступает во входной коллектор подогревателей нефти и подается на подогреватели ПНК-1,9 – 1 шт. и ПП-0,63 – 3 шт., где нагревается до температуры 50-55 °С.



Далее, нагретая в подогревателях, нефть поступает в аппарат НГСВ-1. В режиме отстойника давление в аппарате НГСВ-1, равное 0,03 МПа, поддерживается регулирующим клапаном, который установлен на линии выхода газа. Уровень жидкости в аппарате поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода обезвоженной нефти. Межфазный уровень «нефть-вода» поддерживается регулирующим клапаном, установленным на линии выхода пластовой воды.

Далее обезвоженная нефть, помимо отстойников О-1,2, поступает в аппарат КСУ-2 для окончательной дегазации при атмосферном давлении. Давление в сепараторе КСУ-2 должно составлять не более 0,005 МПа. Нефтяной газ из КСУ-2 направляется на вакуумную компрессорную станцию (ВКС) Западно-Лугинецкого месторождения или в коллектор факела низкого давления. Пластовая вода от НГСВ-1 поступает в резервуары-отстойники РО-1,2 для дополнительного отстаивания.

Далее нефть с РП насосами 4/1, 4/2, 4/3 насосной внешней откачки (НВО РП) по напорному нефтепроводу поступает на приёмо-сдаточный пункт (ПСП) «Лугинецкое», где через систему измерения количества и качества нефти (СИКН) № 1504 поступает в систему магистральных нефтепроводов АО «Транснефть-Центральная Сибирь».

Контроль расхода подготавливаемой нефти в блоке контроля расхода и показателей качества осуществляется расходомером CMF 300M, сигнал о расходе нефти с которых поступает в операторную и обрабатывается.

Системой автоматизации блока контроля расхода и показателей качества нефти обеспечивается контроль: температуры нефти; давления нефти; расхода нефти в блок измерительной линии (БИЛ) расходомером CMF 200; блока расхода в линии (БИК) счетчиком турбинным ТПР НОРД-40-6,3; давления до и после фильтра; уровня утечек нефти; температуры в блоке контроля расхода; влагосодержания нефти в линии БИК влагомером поточным УДВН-1ПМ[11].

## **2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ**

### **2.1. Сведения о предприятии ООО «Газпромнефть-Восток»**

ООО «Газпромнефть-Восток» – это совместное предприятие ПАО «Газпром нефть» (51 % акций), Mubadala Petroleum LLC (44 % акций) и Российского фонда прямых инвестиций (5 % акций).

Основными видами деятельности компании являются добыча и подготовка нефти и попутного нефтяного газа на территории Омской и Томской областей. Производственная деятельность ведется на 12 месторождениях. Численность сотрудников – более 800 человек.

ООО «Газпромнефть-Восток» стремится к технологическому лидерству в отрасли, применяя самые передовые и безопасные технологии.

В настоящее время «Газпромнефть-Восток» владеет лицензиями на право пользования недрами в пределах 7 лицензионных участков, в том числе на 6 из них осуществляется добыча углеводородного сырья: юго-западная часть Крапивинского месторождения (Омская область), Шингинский участок, Западно-Лугинецкий участок, Южно-Пудинский участок, Арчинский участок, Урманский участок.

В 2017 году была получена лицензия на право пользования недрами Парабельским участком недр с целью геологического изучения. Суммарные извлекаемые запасы нефти и конденсата на активах предприятия оцениваются в 62 млн тонн и 28 млрд. кубометров газа.

ООО «Газпромнефть-Восток» активно осваивает трудно извлекаемые запасы нефти, являясь на сегодняшний день ведущим экспертом по палеозойским отложениям в регионе [18].

#### **2.1.1. Химико-аналитическая лаборатория**

Лаборанты химико-аналитической лаборатории анализируют нефть на всех этапах ее переработки (сырую и товарную) и нефтепродукты –

масло, конденсат, также анализируется вода, закачиваемая в пласт, ингибиторы коррозии из скважин и ингибиторы солеотложения из трубопроводов, твердые отложения на трубах.

Целью деятельности лаборатории является обеспечение заказчика достоверной аналитической информацией о показателях качества (составе и свойствах) нефти, необходимой для оценки соответствия нефти требованиям ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» при приемо-сдаточных операциях.

Под аналитической информацией понимаются численные значения контролируемых показателей состава и свойств нефти, установленные в результате испытаний представительных проб нефти.

Прием подготовленной нефти в трубопровод ПАО «Транснефть» осуществляется партиями. Каждая сопровождается паспортом, который оформляется на основании протокола испытаний лаборатории и содержит информацию по показателям качества нефти. Основанием для признания результатов достоверными является аттестат аккредитации лаборатории, выданный уполномоченным органом Российской Федерации – Федеральной службой по аккредитации [18].

## 2.2. Объект исследования

Объектом исследования в работе выступила товарная нефть, прошедшая подготовку на Западно-Лугинецком месторождении предприятия ООО «Газпромнефть-Восток».

В таблице 2.1 представлены испытания, проводимые с подготовленной нефтью, для сдачи ее в трубопровод.

Таблица 2.1 – Испытания товарной нефти

№	Характеристика	Стандарт	Единица измерения
1	Массовая доля воды	ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды»	%
2	Содержание хлористых солей	ГОСТ 21534-76 «Нефть.	мг/дм <sup>3</sup>

		Методы определения содержания хлористых солей» метод А	%
3	Массовая доля серы	ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии»	%
4	Давление насыщенных паров	ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров»	кПа мм. рт. ст.
5	Массовая доля механических примесей	ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»	%
6	Кинематическая вязкость при 20 °С	ГОСТ 33-2016 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости»	мм <sup>2</sup> /с
7	Начало кипения		°С
	Выход фракций	при температуре до 200 °С	% об.
		при температуре до 300 °С	
8	Массовая доля парафина	ГОСТ 11851-18 «Нефть. Метод определения парафина», метод А	%
9	Массовая доля сероводорода	ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов»	ppm
10	Массовая доля метил- и этилмеркаптанов		ppm
11	Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С	ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Метод определения хлорорганических соединений»	ppm
12	Плотность при 20 °С	ГОСТ 3900-85 «Методы определения плотности»	кг/м <sup>3</sup>

## 2.3. Методы исследования

### 2.3.1. Методика определения массовой доли воды

Массовая доля воды определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод

определения содержания воды».

**Сущность метода:** испытуемые нефтепродукт или нефть нагревают в колбе с холодильником в присутствии не смешивающегося с водой растворителя, который перегоняется вместе с водой, находящейся в образце. Конденсированный растворитель и вода постоянно разделяются в ловушке, причем вода остается в градуированном отсеке ловушки, а растворитель возвращается в дистиляционный сосуд.

**Проведение испытания:** при испытании нефтепродуктов в дистиляционный сосуд (колбу) вводят  $(100,00 \pm 1,00)$  см<sup>3</sup> или  $(100,00 \pm 1,00)$  г образца. Затем тщательно смывают продукт со стенок цилиндра однократно 50 см<sup>3</sup> растворителя и двумя порциями растворителя по 25 см<sup>3</sup>, то есть общим объемом растворителя, равным 100 см<sup>3</sup>. Тщательно перемешивают смесь до полного растворения испытуемого продукта.

Для равномерного кипения во время испытания в дистиляционный сосуд опускают несколько кусочков неглазурованного фаянса, или фарфора, или несколько капилляров.

Собирают аппарат, обеспечивая герметичность всех соединений. Трубка холодильника и ловушка должны быть чистыми и сухими. Верхний конец холодильника закрывают неплотным ватным тампоном для предотвращения конденсации атмосферной влаги внутри трубки холодильника. Включают приток холодной воды в кожух холодильника. При испытании нефтепродуктов содержимое колбы доводят до кипения и затем нагревают так, чтобы скорость конденсации дистиллята в приемник была 2-5 капель в секунду.

Если при дистиляции происходит неустойчивое каплеобразование, увеличивают скорость дистиляции или останавливают на несколько минут приток охлаждающей воды в холодильник.

Перегонку нефтепродукта завершают после прекращения увеличения объема воды в приемнике-ловушке и получения абсолютно

прозрачного верхнего слоя растворителя. Время перегонки должно быть не менее 30 мин и не более 60 мин.

Если в конце перегонки нефти или нефтепродукта в трубке холодильника задерживаются капли воды, их смывают растворителем, повышая на короткое время интенсивность кипения.

После охлаждения колбы, растворителя и воды в приемнике-ловушке до температуры окружающей среды разбирают аппарат и перемещают стеклянной палочкой или проволокой капельки воды со стенок приемника-ловушки. Записывают объем воды в ловушке с точностью до ближайшего верхнего деления шкалы используемой ловушки[19].

### **2.3.2. Методика определения содержания хлористых солей**

Содержание хлористых солей определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей», Метод А.

**Сущность метода** заключается в извлечении хлористых солей из нефти водой и индикаторном или потенциометрическом титровании их в водной вытяжке.

**Проведение испытания:** пробу анализируемой нефти, отобранную по ГОСТ 2517-2012 «Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб», хорошо перемешивают в течение 10 мин встряхиванием (механически или вручную) в склянке, заполненной не более чем на 2/3 ее вместимости. Сразу после встряхивания, цилиндром или пипеткой достаточной вместимости отбирают образец нефти для анализа.

Пробу анализируемой нефти количественно переносят в делительную воронку с предварительно заполненным дистиллированной водой коленом. Остаток нефти с внутренних стенок пипетки или цилиндра смывают растворителем. Содержимое воронки перемешивают 1-2 мин мешалкой.

К пробе анализируемой нефти приливают 100 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды и экстрагируют хлористые соли, перемешивая содержимое воронки в течение 10 мин.

После экстракции фильтруют водный слой через стеклянную воронку с бумажным фильтром в коническую колбу вместимостью 250 см<sup>3</sup>.

Содержимое делительной воронки промывают 35-40 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды, которую сливают через стеклянную воронку в ту же коническую колбу. Фильтр промывают 10-15 см<sup>3</sup> горячей дистиллированной воды. Всего на промывку расходуют 50 см<sup>3</sup> воды.

Для подтверждения полноты извлечения хлористых солей из образца испытуемой нефти готовят последовательно несколько водных вытяжек, при этом экстракцию каждой из них проводят в течение не менее 5 мин.

Экстрагирование хлористых солей считается законченным, если на титрование водной вытяжки расходуется раствора азотнокислой ртути столько же, сколько на контрольный опыт, который проводят одновременно[20].

### **2.3.3. Методика определения массовой доли серы**

Массовая доля серы определяется согласно методике, представленной в ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии».

**Сущность метода** состоит в том, что испытуемый образец помещают в пучок лучей, испускаемых источником рентгеновского излучения. Измеряют характеристики энергии возбуждения от рентгеновского излучения и сравнивают полученный сигнал счетчика импульсов с сигналами счетчика, полученными при испытании заранее подготовленных калибровочных образцов.

**Проведение испытания:**заполняют  $\frac{3}{4}$  объема кюветы испытуемым образцом, оставляя сверху свободное пространство, предусмотрев

вентиляционное отверстие для предотвращения прогибания пленки окошечка кюветы во время испытания летучих образцов[21].

#### **2.3.4. Методика определения давления насыщенных паров**

Давление насыщенных паров определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 1756-2000 «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров».

**Сущность метода:** жидкостную камеру аппарата наполняют охлажденной пробой испытуемого продукта и подсоединяют к воздушной камере при температуре 37,8 °С. Аппарат погружают в баню и периодически встряхивают до достижения постоянного давления, которое показывает манометр, соединенный с аппаратом. Показание манометра, скорректированное соответствующим образом, принимают за давление насыщенных паров по Рейду.

**Проведение испытания:** охлажденный контейнер с пробой вынимают из бани или холодильника, открывают и вставляют в него охлажденное устройство для переноса пробы. Охлажденную жидкостную камеру быстро опорожняют и надевают ее на трубку устройства для переноса пробы. Эту систему (контейнер, трубка и жидкостная камера) быстро переворачивают, и наполняют пробой до перелива. Слегка постукивают по жидкостной камере для удаления из пробы воздушных пузырьков. Воздушную и жидкостную камеры соединяют за возможно короткий период времени.

Собранный аппарат переворачивают вверх дном и энергично встряхивают. Аппарат погружают в баню, отрегулированную на температуру  $(37,8 \pm 0,1) ^\circ\text{C}$ . Выдерживают собранный аппарат в погруженном состоянии в течение 5 мин, слегка постукивая манометр, и снимают показание. Во избежание охлаждения как можно быстрее вынимают аппарат из бани, опрокидывают, энергично встряхивают и снова помещают в баню. Для обеспечения условий равновесия повторяют перемешивание и снимают показания прибора не менее пяти раз с



интервалами не менее 2 мин, пока два последовательных показания не будут идентичны[22].

### **2.3.5. Методика определения массовой доли механических примесей**

Массовая доля механических примесей определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 6370-83«Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».

**Сущность метода** заключается в фильтровании испытуемых продуктов с предварительным растворением медленно фильтрующихся продуктов в бензине или толуоле, промывании осадка на фильтре растворителем с последующим высушиванием и взвешиванием.

**Проведение испытания:** в стакан помещают подготовленную пробу испытуемого продукта и разбавляют подогретым растворителем. Толуол для растворения пробы испытуемых продуктов подогревают на водяной бане до температуры 80 °С. Не допускается кипение растворителя при подогреве. Содержимое стакана фильтруют через подготовленный бумажный фильтр, помещенный в стеклянную воронку, или стеклянный фильтр, укрепленные в штативе.

Раствор наливают на фильтр по стеклянной палочке, воронку с фильтром наполняют раствором не более чем на  $\frac{3}{4}$  высоты фильтра. Остаток на стакане смывают на фильтр чистым толуолом до тех пор, пока капля фильтрата, помещенная на фильтровальную бумагу, не будет оставлять масляного пятна после испарения. Остатки нефтепродукта или твердые примеси, приставшие к стенкам стакана, снимают стеклянной палочкой и смывают на фильтр горячим чистым толуолом.

По окончании промывки фильтр с осадком переносят в стаканчик для взвешивания с открытой крышкой, в котором сушился чистый фильтр. Стаканчик с фильтром с открытой крышкой сушат в сушильном шкафу при температуре  $(105 \pm 2) ^\circ\text{C}$  не менее 45 мин.

Затем стаканчик закрывают крышкой, стаканчик с фильтром или стеклянный фильтр охлаждают в эксикаторе в течение 30 мин и взвешивают с погрешностью не более 0,0002 г.

Стаканчик с фильтром или стеклянный фильтр высушивают и взвешивают до получения расхождения между двумя последовательными взвешиваниями не более 0,0004 г. Повторные высушивания фильтра так же, как и последующие охлаждения, проводят в течение 30 мин[23].

### **2.3.6. Методика определения кинематической вязкости**

Кинематическая вязкость при 20 °С определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 33-2016 «Нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической вязкости и расчет динамической вязкости».

**Сущность метода** заключается в измерении калиброванным стеклянным вискозиметром времени истечения в секундах определенного объема испытуемой жидкости под влиянием силы тяжести при известной и постоянно контролируемой температуре. Кинематическая вязкость является произведением измеренного времени истечения на постоянную вискозиметра.

**Проведение испытания:** вискозиметр заполняют испытуемым нефтепродуктом в соответствии с конструкцией аппарата, и помещают в баню. Заполненный вискозиметр выдерживают в бане до тех пор, пока он не прогреется до температуры испытания.

После того, как образец достигнет температурного равновесия, доводят объем образца до требуемого уровня, если этого требует конструкция вискозиметра.

Используя давление, устанавливают высоту столбика образца в капилляре вискозиметра до уровня, находящегося приблизительно на 7 мм выше первой временной метки, если в инструкции по эксплуатации вискозиметра не установлено другое значение.

При свободном истечении образца определяют с точностью до 0,1 с время, необходимое для перемещения мениска от первой до второй метки. Если время истечения, меньше установленного минимального, подбирают вискозиметр с капилляром меньшего диаметра и повторяют определение.

Повторяют определение, для получения второго значения времени истечения и записывают результат.

По двум единичным значениям времени истечения вычисляют два значения определяемой кинематической вязкости в  $\text{мм}^2/\text{с}$  [24].

### **2.3.7. Методика определения фракционного состава**

Фракционный состав определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава».

**Сущность метода** заключается в перегонке  $100 \text{ см}^3$  испытуемого образца при условиях, соответствующих природе продукта, и проведении постоянных наблюдений за показаниями термометра и объемами конденсата.

**Проведение испытания:** записывают барометрическое давление и равномерно нагревают колбу так, чтобы до падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в соответствующий цилиндр прошло 5-10 мин – при перегонке нефти.

Отмечают температуру, показываемую термометром в момент падения первой капли конденсата с конца трубки холодильника в мерный цилиндр, записывают как температуру начала перегонки (начала кипения).

Затем мерный цилиндр устанавливают так, чтобы конденсат стекал по стенке цилиндра. Далее перегонку ведут с равномерной скоростью  $2-5 \text{ см}^3$  в 1 мин. Для проверки скорости перегонки по количеству капель цилиндр отставляют на короткий промежуток времени от конца трубки холодильника.

При перегонке нефти скорость отгона вначале должна быть 2-5 см<sup>3</sup> в минуту, а затем 2-2,5 см<sup>3</sup> в 1 мин (одна капля в 1 с).

Показания термометра записывают с учетом поправок на погрешность термометра, указанных в приложенном к нему свидетельстве, и на барометрическое давление.

После достижения конечной температуры, установленной в нормативной документации на испытуемый нефтепродукт, нагрев колбы прекращают, дают стечь конденсату в течение 5 мин и записывают объем жидкости в цилиндре.

Перегонку нефти ведут до 300 °С. При этом отмечают температуру начала кипения и объемы конденсатов при 100, 120, 150, 160 °С и далее через каждые 20 °С до 300 °С[25].

#### **2.3.8. Методика определения массовой доли парафина**

Массовая доля парафина определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Метод определения парафина», Метод А.

**Сущность метода:** заключается в предварительном удалении асфальтово-смолистых веществ из нефти, их экстракции и адсорбции и последующем выделении парафина смесью ацетона и толуола при температуре -20 °С.

**Проведение испытания:** в охлаждающей бане укрепляют на резиновых пробках стеклянные воронки с фильтрами.

Баню заполняют спиртом. Температуру бани доводят до  $-(20 \pm 1)$  °С и поддерживают в течение времени, необходимого для выделения парафина. Под воронку, находящуюся в охлаждающей бане, подставляют колбу для фильтрования под вакуумом, тубус которой соединяют с водоструйным насосом.

Определяют массу конической колбы и помещают в нее обессмоленную нефть массой 1-2 г, определенной с погрешностью не более

0,0002 г. Если масса обессмоленной нефти 2,0-2,5 г, то для определения массовой доли парафина берут всю обессмоленную нефть.

К взятой нефти приливают растворитель. Объем растворителя берут из расчета  $10 \text{ см}^3$  растворителя на 1 г массы обессмоленной нефти. Колбу со смесью обессмоленной нефти и растворителя нагревают на водяной бане до полного растворения нефти, закрывают корковой пробкой и оставляют для медленного охлаждения до комнатной температуры.

Перед началом фильтрования трубку воронки для фильтрования протирают фильтровальной бумагой и при помощи резиновой трубки соединяют с колбой для фильтрования под вакуумом.

Застывшую в колбе массу перемешивают лопаточкой, быстро количественно переносят в воронку для фильтрования и включают водоструйный насос для ускорения процесса фильтрования. Подачу воды в водоструйный насос регулируют так, чтобы растворитель стекал тонкой струйкой, не образуя трещин в кристаллической массе парафина.

Оставшийся на стенках колбы парафин смывают  $30 \text{ см}^3$  растворителя, охлажденного до  $(20 \pm 1)^\circ\text{C}$ . Смыв быстро переносят в воронку для фильтрования и фильтруют.

Парафин на фильтре промывают охлажденным растворителем два раза по  $10\text{-}15 \text{ см}^3$ . Вторую порцию растворителя наливают на парафин на фильтре только после того, как профильтруется полностью предыдущая порция. Последнюю порцию растворителя отсасывают очень тщательно до появления трещин в слое парафина.

После окончания фильтрования из бани удаляют охлаждающую смесь, колбу для фильтрования с фильтратом снимают с воронки, под трубку воронки подставляют колбу, в которой охлаждалась обессмоленная нефть, и в баню наливают холодную воду, температуру которой постепенно доводят до  $50\text{-}60^\circ\text{C}$ , подливая горячую воду.

Парафин на фильтре плавится и стекает в колбу. Остатки парафина на воронке смывают небольшими порциями толуола, подогретого до  $60^\circ\text{C}$ .

Объем толуола обычно не должен превышать 30 см<sup>3</sup>. Колбу с раствором парафина в толуоле ставят в масляную баню и выпаривают, продувая поверхность колбы с помощью резиновой груши.

Колбу с парафином помещают в сушильный шкаф и выдерживают при температуре 110-120 °С в течение 30 мин.

Колбу с просушенным парафином переносят из сушильного шкафа в эксикатор и выдерживают в течение 50 мин, после чего определяют массу колбы с парафином. Массу находящегося в ней парафина определяют, как разность масс колбы с парафином и пустой колбы. Для оценки качества полученного парафина определяют температуру его плавления по ГОСТ 23683-89 «Парафины нефтяные твердые. Технические условия». При получении температуры плавления ниже 50°С проводят повторное выделение парафина в той же колбе [26].

### **2.3.9. Методика определения массовой доли сероводорода, метил- и этилмеркаптанов**

Массовая доля сероводорода, метил- и этилмеркаптанов определяется согласно методике, представленной в ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов».

**Сущность метода** заключается в разделении компонентов анализируемой пробы с помощью газовой хроматографии, регистрации выходящих из хроматографической колонки сероводорода, метил- и этилмеркаптанов пламенно-фотометрическим детектором и расчете результатов определения методом абсолютной градуировки.

**Проведение испытания:** массовую долю сероводорода, метил- и этилмеркаптанов в нефти определяют в изотермическом режиме на хроматографической колонке.

После выхода этилмеркаптана температуру термостата колонок поднимают и продувают колонку от тяжелых компонентов нефти примерно 30-40 мин. Общее время анализа составляет 35-45 мин.

После выхода хроматографа на режим микрошприцем отбирают 0,2-1,0 мкл нефти из пробоотборника, прокалывая иглой уплотнительное кольцо пробоотборника, и вводят в испаритель [27].

#### **2.3.10. Методика определения массовой доли органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С**

Массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до 204 °С определяется согласно методике, представленной в ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Метод определения хлорорганических соединений».

**Сущность метода:** метод Б устанавливает определение хлорорганических соединений в промытой фракции нефти сжиганием в среде кислорода с последующим микрокулонометрическим титрованием.

**Проведение испытания:** 500 см<sup>3</sup> испытуемого образца нефти помещают во взвешенную круглодонную колбу. Взвешивают колбу, заполненную нефтью, и записывают ее массу с погрешностью не более 0,1 г.

Колбу присоединяют к аппарату для перегонки. Вокруг колбы помещают электронагревательный кожух и укрепляют снизу. Электронагревательный кожух присоединяют к регуляторам нагрева. Включают нагрев и начинают перегонку до получения показания термометра 204 °С. Нагрев регулируют так, чтобы скорость перегонки составляла приблизительно 5 см<sup>3</sup>/мин. При температуре 204 °С перегонку заканчивают, отсоединяют и удаляют приемный цилиндр. Отключают регуляторы температуры и снимают с колбы нагревательный кожух. Взвешивают приемный цилиндр с дистиллятом и записывают массу.

Фракцию нефти переносят из приемного цилиндра в делительную воронку и промывают три раза равными объемами раствора гидроокиси калия 1 моль/дм<sup>3</sup>. После этого нефть промывают три раза равными объемами воды.

После завершения промывок фракцию нефти фильтруют, чтобы удалить оставшуюся воду, собирают в чистый стеклянный сосуд с притертой

пробкой и определяют массовую долю хлорорганических соединений с помощью сжигания и микрокулонометрического титрования [28].

### **2.3.11.Методика определения плотности**

Плотность определяется согласно методике, представленной в ГОСТ 3900-85 «Методы определения плотности».

**Сущность метода** заключается в погружении ареометра в испытуемый продукт, снятии показания по шкале ареометра при температуре определения и пересчете результатов на плотность при температуре 20 °С.

**Проведение испытания:** цилиндр для ареометров устанавливают на ровной поверхности. Пробу испытуемого продукта наливают в цилиндр, имеющий ту же температуру, что и проба, избегая образования пузырьков и потерь от испарения. Пузырьки воздуха, которые образуются на поверхности, снимают фильтровальной бумагой.

Температуру испытуемой пробы измеряют до и после измерения плотности по термометру ареометра (при испытании темных нефтепродуктов термометр ареометра приподнимают над уровнем жидкости настолько, чтобы был виден верхний конец столбика термометрической жидкости и можно было отсчитать температуру) или дополнительным термометром.

Чистый и сухой ареометр медленно и осторожно опускают в цилиндр с испытуемым продуктом, поддерживая ареометр за верхний конец, не допуская смачивания части стержня, расположенной выше уровня погружения ареометра.

Когда ареометр установится и прекратятся его колебания, отсчитывают показания по верхнему краю мениска, при этом глаз находится на уровне мениска [30].



## 2.4. Методика проведения корреляционного и множественного регрессионного анализа в программном обеспечении STATISTICA

Для проведения корреляционного и множественного регрессионного анализа в работе используется программное обеспечение (ПО) STATISTICA [17].

Для проведения **корреляционного анализа** в меню *Statistics* выбираем пункт *Basic Statistics* (базовые статистики), а затем *Correlation matrices* (матрица корреляций) (Рисунок 2.1).

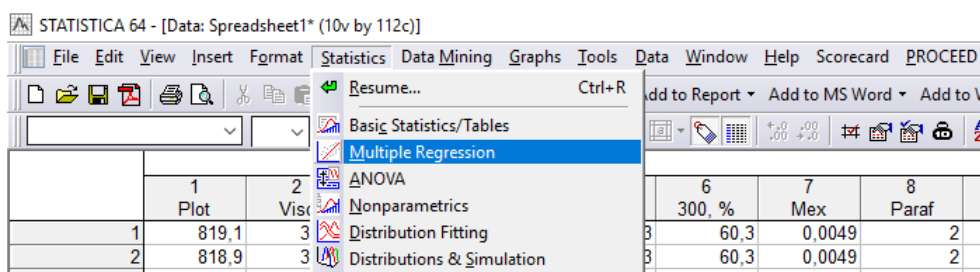


Рисунок 2.1 – Открытие модуля для расчета коэффициентов корреляции

В модуле нажимаем кнопку *One variable list* (Список переменных), выбираем необходимые переменные, или все переменные (*Select All*) и нажимаем *OK* (Рисунки 2.2-2.3).

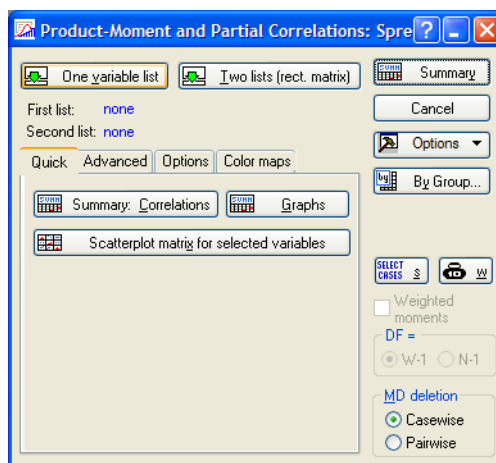


Рисунок 2.2 –Модуль для расчета коэффициентов корреляций

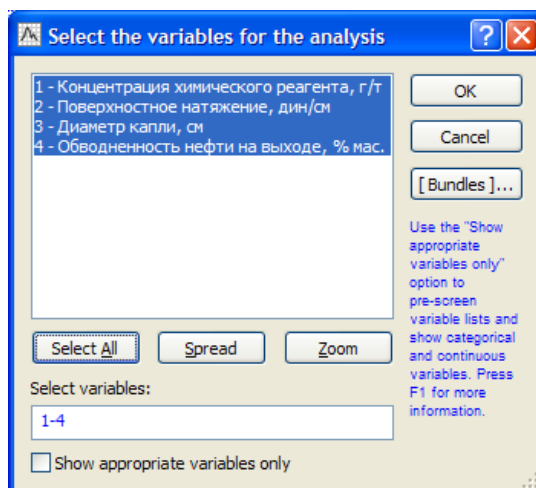


Рисунок 2.3 – Выбор переменных для расчета коэффициентов корреляций

Переходим на вкладку *Options (Опции)*. Здесь можно задать уровень значимости (*p-value to highlights*) коэффициентов корреляции, которые программа выделит, если их уровень значимости не меньше заданного. По умолчанию задан уровень значимости 0,05. Проставим галочку в поле *Extended precision calculations (Расширенные вычисления точности)* (Рисунок 2.4).

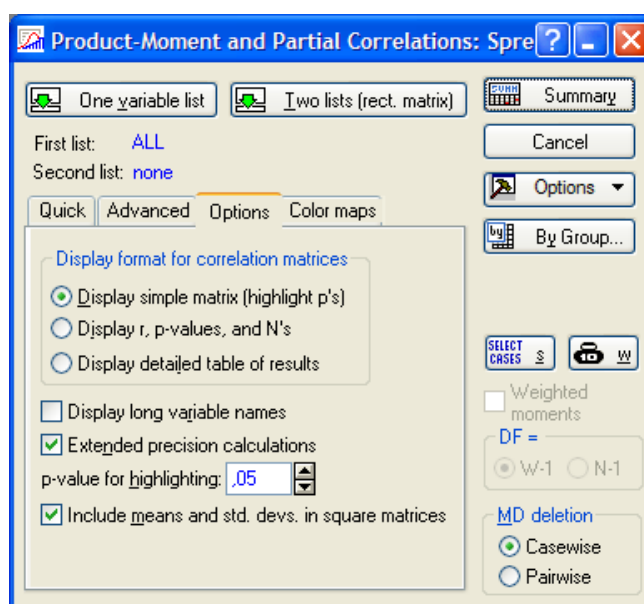


Рисунок 2.4 – Вкладка *Options* модуля для расчета коэффициентов корреляции

Далее нажимаем *Summary (Итог)* для расчета коэффициентов корреляции. Результаты расчета представлены на Рисунке 2.5.

Variable	Means	Std. Dev.	Концентрация химического реагента, г/г	Поверхностное натяжение, дин/см	Диаметр капли, см	Обводненность нефти на выходе, % мас.
Концентрация химического реагента, г/г	35.00000	18.70829	1.000000	-0.991030	0.991108	-0.975128
Поверхностное натяжение, дин/см	6.14500	2.08139	-0.991030	1.000000	-0.999999	0.936852
Диаметр капли, см	0.01693	0.00368	0.991108	-0.999999	1.000000	-0.937074
Обводненность нефти на выходе, % мас.	2.47112	1.23230	-0.975128	0.936852	-0.937074	1.000000

Рисунок 2.5 – Результаты расчета коэффициентов корреляции

Для проведения **множественного регрессионного анализа** в меню *Statistics* выбираем пункт *MultipleRegression* (множественная регрессия) (Рисунок 2.6).

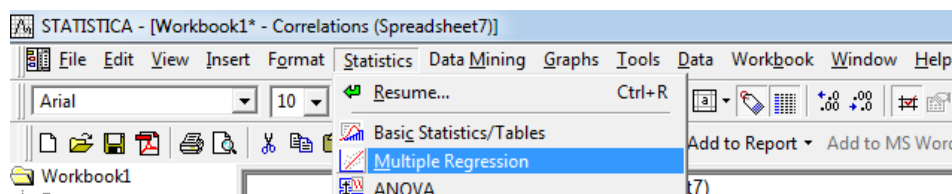


Рисунок 2.6 – Открытие модуля для расчета множественной регрессии

В модуле множественной регрессии с помощью кнопки *Variables* зададим переменные. В левом поле (*Dependentvar. (orlistforbatch)*) выбираем зависимую переменную *y*. В правом поле (*Independenvariablelist*) выбираем независимые переменные (Рисунок 2.7).

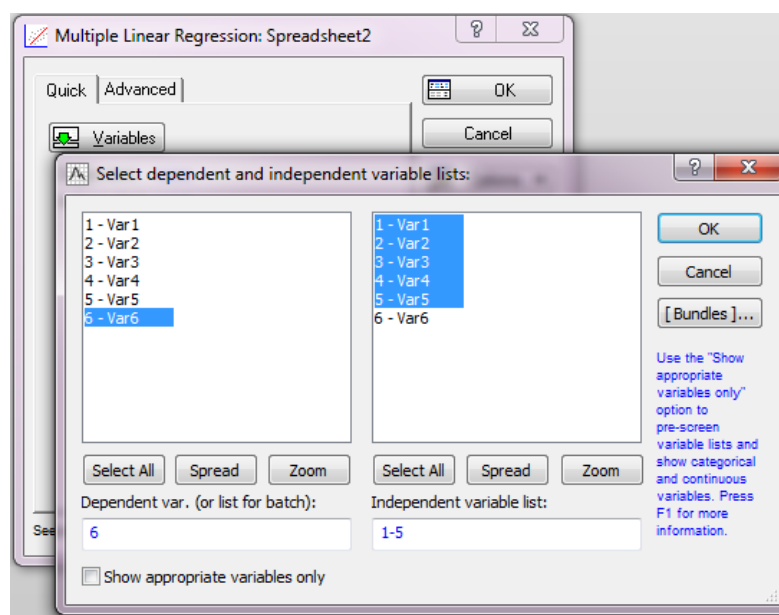


Рисунок 2.7 – Выбор переменных

На вкладке *Advanced* отмечаем пункт *Batchprocessing* (Рисунок 2.8). Нажимаем *OK* для проведения расчетов.

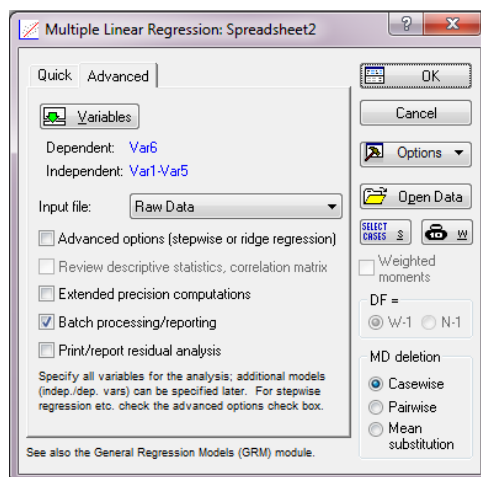


Рисунок 2.8 – Модуль для расчета множественной регрессии

Получаются следующие таблицы:

- 1) Таблица, содержащую основные показатели модели множественной регрессии (Рисунок 2.9).

Summary Statistics; DV: Var6	
Statistic	Value
Multiple R	0,687344911
Multiple R <sup>2</sup>	0,472443026
Adjusted R <sup>2</sup>	0,095616616
F(5,7)	1,25374181
p	0,378232092
Std.Err. of Estimate	1,39982046

Рисунок 2.9 – Основные показатели модели множественной регрессии

- 2) Таблица с параметрами уравнения множественной регрессии и их оценки (Рисунок 2.10).

Regression Summary for Dependent Variable: Var6 (Spreadsheet2)						
R= ,68734491 R <sup>2</sup> = ,47244303 Adjusted R <sup>2</sup> = ,09561662						
F(5,7)=1,2537 p<,37823 Std.Error of estimate: 1,3998						
N=13	b*	Std.Err. of b*	b	Std.Err. of b	t(7)	p-value
Intercept			-136,101	63,92436	-2,12910	0,070765
Var1	-0,034011	0,282380	-0,005	0,04324	-0,12045	0,907514
Var2	-0,111773	0,489598	-0,030	0,13099	-0,22830	0,825942
Var3	0,168299	0,488208	0,066	0,19259	0,34473	0,740424
Var4	0,363106	0,606625	0,190	0,31748	0,59857	0,568317
Var5	0,269376	0,592298	0,133	0,29292	0,45480	0,663023

Рисунок 2.10 – Параметры уравнения множественной регрессии

Коэффициенты  $a_i$  находятся во второй таблице в столбце (Рисунок 2.10) $b$ .

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1. Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В данном разделе рассматривается разработка расчетных методов определения свойств товарной нефти Западно – Лугинского месторождения. Объектом исследования является – товарная нефть. Обоснование целесообразности исследования проведения исследовательской работы является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Проведен анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения с целью оценки сравнительной эффективности научной разработки, и определения направления для ее будущего повышения. В оценочной карте (Таблица 5.1), сведены данные о трех конкурентных решениях и разработках, существующих на рынке: REG, AnaLit, NeF.

Таблица 5.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы				Конкурентоспособность			
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	Б <sub>к3</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>	К <sub>к3</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>									
Повышение производительности труда пользователя	0,075	5	5	5	5	0,375	0,375	0,375	0,375
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	5	5	5	0,25	0,25	0,25	0,25
Помехоустойчивость	0,005	5	5	4	4	0,025	0,025	0,02	0,02
Энергоэкономичность	0,005	5	5	4	4	0,025	0,025	0,02	0,02
Надежность	0,03	4	5	4	4	0,12	0,15	0,12	0,12
Уровень шума	0,0005	5	5	5	5	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
Безопасность	0,0005	5	5	4	4	0,0025	0,0025	0,002	0,002
Потребность в	0,035	5	4	4	4	0,175	0,14	0,14	0,14

ресурсах памяти									
Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,125	4	5	5	4	0,5	0,625	0,625	0,5
Простота эксплуатации	0,06	5	4	4	4	0,3	0,24	0,24	0,24
Качество интеллектуального интерфейса	0,05	4	5	5	5	0,2	0,25	0,25	0,25
Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,075	5	5	5	5	0,375	0,375	0,375	0,375
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>									
Конкурентоспособность продукта	0,08	4	5	5	5	0,32	0,4	0,4	0,4
Уровень проникновения на рынок	0,005	4	5	4	4	0,02	0,025	0,02	0,02
Цена	0,2	5	2	2	2	1	0,4	0,4	0,4
Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	5	5	0,25	0,25	0,25	0,25
Послепродажное обслуживание	0,1	5	4	4	4	0,5	0,4	0,4	0,4
Финансирование научной разработки	0,002	3	5	5	5	0,006	0,01	0,01	0,01
Срок выхода на рынок	0,002	3	5	5	5	0,006	0,01	0,01	0,01
Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	5	5	0,25	0,25	0,25	0,25
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>4,702</b>	<b>4,205</b>	<b>4,1595</b>	<b>4,034</b>

где:  $B_{\phi}$  – баллы предлагаемой разработки;  $B_{k1}$  – баллы первого конкурента (REG);  $B_{k2}$  – баллы второго конкурента (AnaLit);  $B_{k3}$  – баллы третьего конкурента (NeF).

Анализ конкурентных технических решений определялся по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i = 4,702, \quad (5.1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  
 $B_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Коэффициент конкурентоспособности:

$$K_C = \frac{K}{K_{K_{\max}}} = \frac{4,702}{4,205} = 1,118, \quad (5.2)$$

где КС – коэффициент конкурентоспособности разработки,  $K_{\text{max}}$  – максимальная конкурентоспособность конкурента.

Основываясь на знаниях о конкурентных решениях, можно заключить, что уязвимость позиции конкурентов обусловлена в основном высокой ценой их разработок, а также необходимостью предприятиям дополнительно выплачивать значительные суммы денег за диагностику неполадок, улучшение и обновление их продукции. За счет этого станет возможным занять нишу на рынке программного обеспечения, и сотрудничать со средними и крупными нефтеперерабатывающими предприятиями, предлагая им свою разработку в качестве альтернативы или дополнения к существующим на предприятии системам.

Многочисленные апробации разработки на реальных промышленных данных подтвердила точность производимых вычислений, что и являлось объектом интереса потенциальных партнеров. Дальнейшая работа будет направлена на улучшение интерфейса, расширение функционала и стабильности разработки, что поможет создаваемому продукту быть более гибким в условиях производства и завоевывать доверие большего числа покупателей.

## **5.2. SWOT-анализ**

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT- анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 5.2 - Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>С1. Программа способна выполнять расчет свойств товарной нефти, без проведения испытаний лаборантом химического анализа.</p> <p>С2. С помощью программы возможно осуществлять прогнозы свойств товарной нефти.</p> <p>С3. Применение системы дает экономию при закупе необходимых реагентов.</p> <p>С4. Применение системы дает уменьшение риска отпуска не товарной нефти.</p>	<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b></p> <p>Сл1. Относительно большой срок внедрения на производство.</p> <p>Сл2. Необходимость доработки программы в связи с возможными изменениями в проведении анализов нефти.</p>
<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Повсеместное внедрение на малые, средние и крупные НПЗ</p> <p>В2. Увеличение спроса на программу, как в России, так и за рубежом, путем активной рекламы «отечественной» разработки</p> <p>В3. Высокая стоимость конкурентных разработок</p>	<p><b>Стратегия «Сильные стороны и Возможности»:</b></p> <p>1. Разработанный программный продукт в силу своей простоты, наглядности, удобства и широкого функционала может быть легко внедрен как на российские, так и на зарубежные НПЗ разной мощности, дополняя в имеющиеся производственные системы. Низкая цена разработки сделает внедрение достаточно легким процессом.</p>	<p><b>Стратегия «Слабые стороны и Возможности»:</b></p> <p>1. Реализация продукта должна осуществляться таким образом, чтобы избежать трудностей внедрения на производство.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Увеличение уровня аналогов.</p> <p>У2. Несовместимость с имеющимся на НПЗ программным обеспечением.</p>	<p><b>Стратегия «Сильные стороны и Угрозы»:</b></p> <p>Необходимо использовать гибкость программы для внедрения ее на НПЗ, по возможности иметь несколько копий программы в разных языках программирования</p>	<p><b>Стратегия «Слабые стороны и Угрозы»:</b></p> <p>Принимая во внимание масштабы проблемы и силу конкурентов, а также недоработки программы в плане модели поиска определения свойств и самого языка программирования, необходимо заранее оговаривать это при контактах с</p>



		потенциальными партнерами, во избежание недопонимания. Основным преимуществом здесь будет возможность постепенной модернизации программы в условиях производства, постоянный контакт с партнерами, качественное обслуживание и сервис, что увеличит шансы на распространение разработанного продукта.
--	--	---

### 5.3. Оценка готовности проекта к коммерциализации

В таблице 5.3 приведены показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации и компетенциям разработчика научного проекта.

Таблица 5.3 – Бланк оценки степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1.	Определен имеющийся научно-технический задел	5	4
2.	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	4
3.	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	4	4
4.	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	4	4
5.	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	5	5
6.	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	4	5
7.	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	3	4
8.	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9.	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	3	3
10.	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	4	3

11.	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	2	3
12.	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	2	2
13.	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	1	2
14.	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	4
15.	Проработан механизм реализации научного проекта	2	4
	<b>ИТОГО БАЛЛОВ</b>	48	54

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i = 48 + 54 = 102, \quad (5.3)$$

где  $B_{\text{сум}}$  – суммарное количество баллов по каждому направлению;  $B_i$  – балл по  $i$ -му показателю.

Значение  $B_{\text{сум}}=102$  позволяет говорить о том, что разработка считается перспективной, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации.

По результатам оценки можно сделать вывод о необходимости увеличения объемов инвестирования в текущую разработку, улучшения уровня компетенций в вопросах продвижения проекта на международный рынок, использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот и финансирования коммерциализации научной разработки.

## 5.4. Планирование научно – исследовательских работ

### 5.4.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в чей состав входят: бакалавр, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) выпускной квалификационной работы. Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и проведем распределение исполнителей по видам работ (Таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель, консультант ЭЧ, СО, бакалавр
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Руководитель, бакалавр,
	4	Патентный обзор литературы	Бакалавр
	5	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, бакалавр
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Разработка расчетных методов	Бакалавр
Проведение ВКР			
Разработка технической документации и проектирование	7	Оценка эффективности производства и применения разработки	Бакалавр, консультант по ЭЧ
	8	Разработка социальной ответственности по теме	Бакалавр, консультант СО
Оформление комплекта документации по ВКР	9	Составление пояснительной записки	Бакалавр

#### 5.4.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения, ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожi}$  используется формула 5.4:

$$t_{ожi} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (5.4)$$

где  $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$  – ой работы, чел. – дн.;

$t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$  – ой работы, чел. – дн.;

$t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$  – ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел. – дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Рассчитывается по формуле 5.5:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож i}}{Ч_i}, \quad (5.5)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож i}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел. – дн;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Результаты расчетов занесены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Временные показатели проведения научного исследования.

№	Название работ	Трудоемкость работ									Исполнитель и	Т <sub>р</sub> , раб. дн.			Т <sub>р</sub> , кал. дн.		
		t <sub>min</sub> , чел-дн.			t <sub>max</sub> , чел-дн.			t <sub>ож</sub> , чел-дн.				Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3							
1	Составление и утверждение технического задания	0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	Р	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	Б	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	К <sup>1</sup>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
		0,2	0,2	0,2	1	1	1	0,5	0,5	0,5	К <sup>2</sup>	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
2	Выбор направления исследований	0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Р	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
		0,5	0,5	0,5	2	2	2	1	1	1	Б	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6
3	Подбор и изучение материалов по теме	5	5	5	10	10	10	7	7	7	Р	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
		5	5	5	10	10	10	7	7	7	Б	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
4	Патентный обзор литературы	7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	8,2	8,2	8,2	9,8	9,8	9,8
5	Календарное планирование работ по теме	1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Р	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
		1	1	1	2	2	2	1,4	1,4	1,4	Б	0,7	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8
6	Разработка расчетных методов	3	3	3	5	5	5	3,8	3,8	3,8	Б	1,9	1,9	1,9	2,3	2,3	2,3
7	Определение целесообразности проведения ВКР	5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Р	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
		5	5	5	7	7	7	5,8	5,8	5,8	Б	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
8	Оценка эффективности производства и применения разработки	5	5	5	10	10	10	7	7	7	К <sup>1</sup>	3,5	3,5	3,5	4,2	4,2	4,2
9	Разработка СО	7	7	7	10	10	10	8,2	8,2	8,2	Б	4,1	4,1	4,1	4,9	4,9	4,9
10	Составление пояснительной записки	13	13	13	16	16	16	14,2	14,2	14,2	Б	14	14	14	17	17	17

### 5.4.3. Разработка графика проведения научного исследования

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (Таблица 5.6)

Таблица 5.6 – Календарный план-график проведения НИОКР.

Вид работы	Исполнители	$T_{к.}$ дней	Продолжительность выполнения работ								
			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
Составление технического задания	Руководитель, бакалавр, консультант ЭЧ, СО	0,1									
Выбор направления исследований	Руководитель, бакалавр	0,6									
Подбор и изучение материалов	Руководитель, бакалавр	4,2									
Патентный обзор литературы	Бакалавр	9,8									
Календарное планирование работ	Руководитель, бакалавр	0,8									
Разработка расчетных методов	Бакалавр	2,3									

Продолжение таблицы 5.6

Вид работы	Исполнители	$T_{ki}$ , дней	Продолжительность выполнения работ								
			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
Оценка эффективности производства и применения разработки	Бакалавр, консультант ЭЧ	4,2									
Разработка социальной ответственности	Бакалавр, консультант СО	4,9									
Составление пояснительной записки	Бакалавр	21									

Руководитель	Бакалавр	Консультант ЭЧ	Консультант СО
			

## 5.5. Расчет материальных затрат НТИ

### 5.5.1. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Многие из материалов уже находились в лаборатории, поэтому в статьях отражены малые расходы. Расчет стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. Результаты расчета приведены в таблице 5.7.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле 5.6:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i}, \quad (5.6)$$

Таблица 5.7 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед.,сНДС			Затраты на материалы, (З <sub>м</sub> ),руб		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Дистиллир. вода	литр	10	25	20	300	400	450	3 000	10 000	9 000
Толуол	литр	8	15	22	200	500	400	1 600	7 500	8 800
Нефрас	литр	5	10	15	100	100	100	500	1 000	1 500
Бумага	уп.	5	5	5	300	300	300	1 500	1 500	1 500
Ручка	шт.	10	10	10	20	20	20	200	200	200
<b>Итого</b>								<b>6 800</b>	<b>20 200</b>	<b>21 000</b>

### 5.5.2. Расчет затрат на оборудование для научно-экспериментальных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования и оборудования, имеющегося в организации, но используемого для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблице 58.



**Таблица 5.8 - Расчет бюджета затрат на приобретение  
спецоборудования для научных работ**

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость, тыс.руб.
1.	Персональный компьютер	3	25	75
2.	ПО MicrosoftOffice	3	6	18
3.	Лицензия на программный пакет STATISTICA	1	50	50
<b>Итого</b>				<b>143</b>

### **5.5.3. Основная заработная плата исполнителей темы**

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии и доплаты) и дополнительную заработную плату. Также включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 – 30 % от тарифа или оклада. Рассчитывается по формуле 5.7:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} , \quad (5.7)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата;

$З_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12 – 20 % от  $З_{осн}$ ).

Основная заработная плата ( $З_{осн}$ ) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле 5.8:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (5.8)$$

где  $З_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;

$З_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно – техническим работником, раб. дн.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле 5.9:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d} , \quad (5.9)$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно – технического персонала, раб. дн.

В таблице 5.9 приведен баланс рабочего времени каждого работника НТИ.

Таблица 5.9 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Бакалавр
Календарное число дней	41	75
Количество нерабочих дней:		
– выходные дни	17	17
– праздничные дни	2	2
Потери рабочего времени:		
– отпуск	0	0
– невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	22	56

Месячный должностной оклад работника рассчитывается по формуле 5.10:

$$Z_m = Z_{tc} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p, \quad (5.10)$$

где  $Z_{tc}$  – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от  $Z_{mc}$ );

$k_d$  – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5;

$k_p$  – районный коэффициент, для Томска равный 1,3.

Расчет основной заработной платы приведен в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет основной заработной платы

$Z_{mc}$ ,руб.	$k_d$	$k_p$	$Z_m$ ,руб	$Z_{дн}$ ,руб.	$T_p$ ,раб. дн.	$Z_{осн}$ ,руб.
Руководитель						
30560,8	0,35	1,3	42256,3	1870	22	42856
Бакалавр						
2200	0,35	1,3	3300	160	56	6500

Общая заработная исполнителей работы представлена в таблице 5.11

Таблица 5.11 – Общая заработная плата исполнителей

	$З_{осн}$ , руб.	$З_{доп}$ , руб.	$З_{зн}$ , руб.
Руководитель	42856	1457,9	44313,9
Бакалавр	6500	4103,0	10603,0

### Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}), \quad (5.11)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды равный 27,1 %.

Результаты расчетов по данной статье представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Отчисления на социальные нужды

	$З_{зн}$ , руб.	$C_{внеб}$ , руб.
Руководитель	44 313,9	12 009,1
Бакалавр	10 603,0	2 873,7
<b>Итого:</b>	<b>13 476,7</b>	

### 5.5.4. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле 5.12:

$$З_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{нр}, \quad (5.12)$$

где

$k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

## **5.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта**

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в таблице 5.13.

Таблица 5.13 -Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	6 800	20 200	21 000
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	143 000	143 000	143 000
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	49356	49356	49356
4. Отчисления на социальные нужды	13476	13476	13476
5. Накладные расходы	17560	17625	17480
6. Бюджет затрат НТИ	230 192	243 657	244 312

## **5.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования**

### **5.6.1 Оценка сравнительной эффективности исследования**

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его

нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования был получен в ходе оценки бюджета затрат для трех вариантов исполнения научного исследования. Данные занесены в таблицу.

**Интегральный финансовый показатель** исполнения 1 равен:

$$I_{\phi}^p = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\max}} = \frac{300000 \text{ р.}}{6000000 \text{ р.}} = 0,05 \quad (5.13)$$

**Интегральный финансовый показатель** исполнения 2 равен:

$$I_{\phi}^{A1} = \frac{\Phi_{A1}}{\Phi_{\max}} = \frac{5500000 \text{ р.}}{6000000 \text{ р.}} = 0,92 \quad (5.14)$$

где  $I_{\phi}^p$  - интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{pi}$  – ориентировочная стоимость варианта исполнения текущей разработки;  $\Phi_{\max}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в качестве максимальной стоимости взята стоимость существующей на рынке системы разработки, стоимость системы AnaLit составляет ориентировочно 5500000 р.).

**Интегральный показатель ресурсоэффективности** аналогов проекта определяется следующим образом:

$$I_m^a = \sum_{i=1}^n a_i b_i^a, \quad I_m^p = \sum_{i=1}^n a_i b_i^p \quad (5.15)$$

где  $I_m$  – интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го параметра;  $b_i^a$ ,  $b_i^p$  – бальная оценка  $i$ -го параметра для аналога и разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя приведен в таблице 5.14.

Таблица 5.14 – Сравнительная оценка характеристик аналогов проекта

<b>Критерии</b> \ <b>ПО</b>	<b>Весовой коэффициент параметра</b>	<b>Исп.1</b>	<b>Исп.2</b>	<b>Исп.3</b>
1. Способствует росту производительности труда	0,1	5	5	4
2. Удобство в эксплуатации	0,15	5	4	3
3. Помехоустойчивость	0,15	4	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	4
5. Надежность	0,25	4	3	4
6. Материалоемкость	0,15	5	5	3
<b>ИТОГО</b>	<b>1</b>	<b>4,6</b>	<b>4</b>	<b>3,55</b>

Интегральный показатель эффективности разработки ( $I_{финр}^p$ ):

$$I_{финр}^p = \frac{I_m^p}{I_\phi^p} = \frac{4,6}{0,05} = 92 \quad (5.16)$$

Интегральный показатель эффективности аналога №1:

$$I_{финр}^{A1} = \frac{I_m^{A1}}{I_\phi^p} = \frac{4,0}{0,92} = 4,35 \quad (5.17)$$

Сравнение интегрального показателя эффективности текущего проекта и аналога позволит определить сравнительную эффективность проекта:

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{финр}^p}{I_{финр}^{A1}} = \frac{92}{4,35} = 21,15, \quad (5.18)$$

где  $\mathcal{E}_{cp}$  – сравнительная эффективность проекта;  $I_{мэ}^p$  – интегральный показатель разработки;  $I_{мэ}^a$  – интегральный технико-экономический показатель аналога.

Таблица 5.15 – Сравнительная эффективность разработки

<b>№ п/п</b>	<b>Показатели</b>	<b>Исп.1</b>	<b>Исп.2</b>	<b>Исп.3</b>
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,05	0,92	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,6	4,0	3,55
3	Интегральный показатель эффективности	92	4,35	3,55
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	30,41	21,15	25,92

Сравнение значений интегральных показателей эффективности (Таблица 5.15) позволяет сделать вывод, что исполнение 1 вследствие своей низкой цены и широкого функционала является эффективной по сравнению с другими исполнениями.

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **ВВЕДЕНИЕ**

Выполнение выпускной квалификационной работы осуществлялось в программе STATISTICA. Были рассчитаны свойства товарной нефти приемо-сдаточного пункта (ПСП) на Западно – Лугинецком месторождении.

Объектом исследования является ПСП "Лугинецкое".

Западно – Лугинецкое месторождение расположено в Парабельском районе Томской области в 325 километрах к северо-западу от города Томска. На котором находится химико-аналитическая лаборатория №3(ХАЛ).

Лаборатория обеспечивает выполнение анализов нефти при приемосдаточных операциях и других видов анализов, необходимых для осуществления контроля технологического режима, а также для контроля работы автоматизированных средств учета нефти. ХАЛ №3 включает в себя следующее оборудование:

- акводистиллятор;
- аппарат для перегонки нефти;
- аппарат Энглера;
- весы лабораторные;
- водяная баня;
- сушильный шкаф;
- термостат;
- электрическая плитка;
- увлажнитель воздуха.

#### **6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.**

В феврале 2018 года правительством РФ подписано генеральное соглашение с общероссийскими объединениями профсоюзов и



работодателей на 2018-2020 годы [30]. В частности, в соглашении говорится о стремлении к совершенствованию нормативной правовой базы и улучшения здоровья работников. Затронута задача по разработке комплекса мер, направленных на экономическое стимулирование технического перевооружения и модернизацию производства в целях улучшения условий труда. Говорится также о необходимости содействия развитию человеческого потенциала, внедрению принципов достойного труда, повышению эффективности государственного управления, социальной справедливости, ответственности и социального партнерства. Государство в этом же документе обязуется продолжить развивать эффективную и устойчивую систему обязательного социального страхования, повышать уровень социальной защиты работающих граждан.

В целях сохранения и повышения работоспособности, ускорения адаптации к действию неблагоприятных условий труда на ПСП "Лугинецкое", профилактики заболеваний, работающим в контакте с химическими веществами следует проводить витаминизацию, выдавать молоко каждый рабочий день [32].

Система управления охраной труда даёт предприятию возможность разработать свою концепцию по охране труда, установить цели (целевые показатели) охраны труда, организовать трудовые процессы с принятием необходимых мер повышения результативности охраны труда, а также создать социально-ориентированное производство, исключить ущерб в результате аварий, инцидентов и несчастных случаев.

Федеральный закон "О специальной оценке условий труда" от 28.12.2013 N 426-ФЗ устанавливает правовые и организационные основы и порядок проведения специальной оценки условий труда, определяет правовое положение, права, обязанности и ответственность участников оценки условий труда.

В соответствии с [31] проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования) работников, занятых на работах с вредными веществами. Возраст, пол не имеет значения.

В соответствии с [32] и [33], каждый работник химико – аналитической лаборатории и оператор приема – сдаточного пункта, обеспечен средствами индивидуальной защиты и смывающими веществами (в соответствии с нормами выдачи на 1 работника в месяц). Для исключения возможности несчастных случаев проводится обучение и проверка знаний работников о требованиях безопасности труда в соответствии с [34].

Работа на Западно – Лугинецком месторождении предусматривается с применением вахтового метода при круглогодичной работе в две смены: одна вахта находится на ПСП, вторая вахта отдыхает в вахтовых жилых комплексах. Режим работы на ПСП организован с учетом специфики работы производства: круглосуточный – в 2 смены продолжительностью по 12 часов в сутки. Смена вахт – через 30 суток. Помещения системы и устройства жилого модуля соответствуют требованиям Санитарно-эпидемиологических требований к жилым зданиям и помещениям [36].

## **6.2. Производственная безопасность.**

В данном пункте анализируются вредные и опасные факторы, которые могут возникать при проведении исследований в лаборатории ПСП "Лугинецкое". Рассмотрим эти факторы в таблице 6.1.

Таблица 6.1- Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Исследо вание	Анализ	Монито ринг	
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.	+	+	+	1. ГН 2.2.5.3532-18 "Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны" 2. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. 3. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. 4. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах 5. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* 6. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
Превышение уровня шума и вибрации		+	+	
Недостаточная освещённость рабочей зоны		+	+	
Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	+	

### 6.3 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования.

### **6.3.1. Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха.**

В химико – аналитической лаборатории, при проведении испытаний товарной нефти, происходит выделение химических веществ.

Принятие мер предосторожности при работе с химическими веществами с учетом особенностей действия на организм человека химических веществ, применяемых в процессе работы:

- Пары углеводородов. Пары углеводородов поступают в организм человека, главным образом, через дыхательные пути. При легких отравлениях наблюдается период возбуждения (болтливость, беспричинная веселость), затем наступают головная боль, сонливость, головокружение, усиленное сердцебиение, тошнота. При тяжелых отравлениях парами углеводородов наступают потеря сознания, судороги, ослабление дыхания. ПДК - 300 мг/м<sup>3</sup>.
- Азот, используемый для технологических нужд, - бесцветный газ, не ядовит, не взрывоопасен. При вдыхании вызывает кислородное голодание, удушье, смерть.

Чтобы не нанести вреда здоровью работника, которые приведены выше. Нужно применять при работе в ХАЛ средства индивидуальной защиты, такие как респиратор, перчатки, спец.одежда и т.д.

### **6.3.2 Превышение уровня шума и вибрации**

Следующим важным вредным фактором, имеющим место на ПСП "Лугинецкое", является высокий уровень шумового загрязнения и вибрационного воздействия, являющийся следствием работы высокопроизводительного насосного оборудования.

Требования по допустимому уровню звукового давления, звука и эквивалентных уровней звука выполняются в соответствии с [35], согласно

которому уровень звука на ПСП не превышает 80 дБА. Вредное воздействие шума проявляется в прогрессирующем понижении слуха, что приводит к профессиональной глухоте; появляются головные боли, повышенная утомляемость; также может понижаться иммунитет человека. В случае повышенного шумового фона (более 80 дБА) в помещениях насосных и на ПСП рабочие, осуществляющие ремонт и обслуживание оборудования, должны работать в антифонах [34]. При работе на насосной станции применяются средства индивидуальной защиты – заглушки, наушники [35].

К средствам коллективной защиты относятся борьба с шумом в источнике его образования (то есть за счет создания малозадающего оборудования и использования его в технологическом процессе производства) и борьба с шумом на пути его распространения. Вторым путем используется тогда, когда на основе известных и технически осуществимых методов снизить уровень шума на данном этапе не представляется возможным.

Высокая вибрация отрицательным образом сказывается на опорно-двигательном аппарате, на нервной системе; происходит уменьшение иммунитета и опущение органов брюшной полости и малого таза, что вызывает нарушение их функций, и в первую очередь - желудочно-кишечного тракта. Для снижения уровня шума и вибраций оборудование и приборы установлены на фундаменты и амортизирующие прокладки, описанные в нормативных документах. Уровень шума уменьшен с использованием звукопоглощающих материалов с максимальными коэффициентами звукопоглощения в области частот 63-8000 Гц для отделки помещений (разрешенных органами и учреждениями Госсанэпиднадзора), подтвержденных специальными акустическими расчетами.

Вибрационную безопасность планируется обеспечивать:

- установкой основного оборудования на фундаменты, исключая резонансные явления;
- установкой виброзащитной площадки пульта бурильщика;

- соблюдением технологического процесса и правил эксплуатации оборудования, предусмотренных нормативно-технической документацией;
- использованием средств индивидуальной защиты персонала при необходимости.

### 6.3.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Еще одним вредным фактором является недостаточная освещенность рабочих мест. Специфика обеспечения надлежащей освещенности в помещениях заключается в том, что работы на ПСП осуществляются круглосуточно, а значит, необходимо поддерживать баланс между естественным и искусственным освещением.

Требования к освещению рабочих мест зафиксированы в [35]. Естественная освещенность в дневное время суток в операторной составляет 1,5%, в насосной – 0,2%, поэтому установлены окна, которые обеспечивают необходимое освещение, и при этом устойчивые к вибрационному воздействию. В таблице 6.2 представлены нормы искусственной освещенности в помещениях ПСП.

Таблица 6.2 – Нормы искусственной освещенности в помещениях ПСП

Источник света	Мощность источника света в помещении, лк	
	Операторная	Насосная
Лампы дневного света	200	50
Лампы накаливания	150	20

Для осветительных установок общего освещения коэффициент запаса составляет 1,8 – 2,0. Коэффициент пульсации не превышает 5%.

Плохое и неравномерное освещение приводит к снижению зрительных функций, повышается уровень утомляемости, что отрицательно влияет на общую работоспособность персонала.

Для обеспечения нормируемых значений освещенности в рабочих помещениях проводится чистка стекол оконных рам и светильников два раза в год и своевременная замена перегоревших ламп.

#### **6.3.4 Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека**

ПСП характеризуется значительной степенью насыщенности электрооборудованием, работающим под высоким напряжением.

Силовые понижающие трансформаторы мощностью по 4000/5000 кВА обеспечивают прием электроэнергии 11 кВ от основной электростанции и преобразование ее до 0,642 кВ.

В качестве вспомогательных источников электроэнергии используются четыре генераторных агрегата трехфазного переменного тока напряжением 600 В.

Дизель - генераторы вырабатывают переменный трехфазный ток частотой 50 Гц и напряжением 600 В.

Для обеспечения электробезопасности на ПСП в проекте заложены следующие решения:

- электрооборудование размещено на территории ПСП в соответствии со степенью его защиты и условиями эксплуатации;
- предусмотрены безопасные проходы в помещениях для удобства обслуживания, свободного доступа к распределительным устройствам, щитам и другому электрооборудованию;
- электрооборудование размещено с учетом защиты персонала от случайных прикосновений к токоведущим частям, преимущественно в изолированных, обогреваемых, вентилируемых помещениях, специально обособленных и доступных только квалифицированному персоналу;
- предусмотрено применение непрерывного автоматического контроля сопротивления изоляции силовых электросетей напряжением 600 В с сигнализацией о снижении его уровня ниже допустимого;
- предусмотрено аварийное отключение электрооборудования при возникновении аварийных ситуаций в результате нарушения технологического процесса.

При выборе и установке электрооборудования, прокладке кабельных трасс во взрывоопасных зонах ПСП учтены требования ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

Основными условиями возникновения электротравм являются:

- прикосновение к частям электроустановок, находящихся под напряжением;
- прикосновение к конструктивным металлическим частям электроустановок, нормально не находящихся под напряжением при повреждении электрической изоляции;
- нахождение вблизи мест повреждения электрической изоляции или мест замыкания токоведущих частей на землю (повреждения, вызванные так называемым повреждением шага).

В местах постоянного дежурства обслуживающего персонала должны иметься: набор (аптечка) необходимых приспособлений и средств для оказания первой помощи, а также плакаты о правилах оказания первой помощи, проведения искусственного дыхания и наружного массажа сердца.

#### **6.4. Экологическая безопасность**

Нормативы предельно-допустимых выбросов загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух установлены «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу для объектов ООО «Газпромнефть - Восток» в Парабельском районе. В таблице 6.3 приведены объемы загрязняющих выбросов в атмосферу.

Таблица 6.3 - Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу

Наименование загрязняющего вещества	Валовой выброс загрязняющего вещества, т/год
Смесь углеводородов предельных C1-C5	421,826
Смесь углеводородов предельных C6-C10	20,896
Метиловый спирт	13,293



С целью охраны воздушного бассейна выполняются следующие технологические мероприятия, обеспечивающие минимальные выбросы вредных веществ в атмосферу:

- полная герметизация оборудования;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчётное, с учётом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;
- технологическая площадка снабжена системой датчиков-газоанализаторов для контроля за наличием горючих газов на технологической площадке;
- сброс газов от предохранительных клапанов нефтегазосепараторов со сбросом воды производится в факельную систему;

Защита гидросферы регламентируется «Проектом нормативов предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в гидросферу для объектов ООО «Газпромнефть - Восток» в Парабельском районе. В таблице 6.4 представлены объёмы выбросов загрязняющих веществ в гидросферу

Таблица 6.4 - Выбросы загрязняющих веществ в гидросферу.

Наименование производственного объекта	Производственные сточные воды		Дождевой сток	
	м3/сут	м3/год	м3/сут	м3/год
Технологические модули	39,0	14235,0	-	-
Дождевые стоки	240	1440	-	-
Попутные воды	120,0	43800,0	40	560
Итого:	399	59475*	40	560

\* концентрация метанола не превышает 4,0 % мас.

Для предотвращения попадания вредных веществ на почву за пределы производственной площадки предусмотрено:

- обвалование площадок, резервуарного парка, где возможен разлив продукта;

- площадка расположения оборудования на ПСП «Лугинецкое» имеет железобетонные поддоны и отбортовку для исключения растекания нефти и нефтепродуктов при разгерметизации оборудования и трубопроводов.

### **6.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Повышенная пожаро-взрывоопасность на объектах нефтегазовой отрасли является одним из основных опасных и вредных факторов.

При пожарах в современных зданиях, построенных с применением полимерных и синтетических материалов, на человека могут воздействовать токсичные продукты горения. Наиболее опасен из них оксид углерода. Он в 200—300 раз лучше вступает в реакцию с гемоглобином крови, чем кислород, вследствие чего у человека наступает кислородное голодание. Он становится равнодушным и безучастным к опасности, у него наступают оцепенение, головокружение, депрессия, нарушается координация движений, а затем происходят остановка дыхания и смерть.

Для недопущения возникновения пожаров и взрывов на объектах ПСП предусмотрены пожарные щиты, содержащие первичные средства пожаротушения, средства индивидуальной защиты органов дыхания, запрет на использование открытого огня без оформления нарядов-допусков, запрет на курение вне специально отведенного помещения.

В целях предупреждения пожаров, взрывов категорически запрещается применение открытого огня. Огневые и газоопасные работы проводятся регламентировано, согласно соответствующим инструкциям. К газоопасным работам относятся работы, связанные с осмотром, чисткой, ремонтом, разгерметизацией технологического оборудования, коммуникаций, в том числе работой внутри емкостей, при проведении которых имеется или не исключена возможность выделения в рабочую зону взрывопожарных или вредных паров, газов и других веществ, способных

вызвать взрыв, загорание, а так же работы при недостаточном содержании кислорода (объемная доля ниже 20 %).

В целях снижения пожарной опасности предусмотрены следующие мероприятия:

- размещение технологических объектов на открытой площадке;
- для свободного и безопасного доступа обслуживающего персонала к аппарату и приборам КИПиА смонтированы площадки и лестницы;
- степень автоматизации технологического процесса исключает необходимость постоянного присутствия на установке в зоне размещения технологического оборудования, контроль и регулирование технологического процесса производится дистанционно из операторной;
- участки, на которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, оснащены предохранительными клапанами;
- электрооборудование, приборы, датчики, преобразователи систем КИПиА установлены во взрывозащищенном исполнении;
- для контроля за наличием углеводородов в окружающем воздухе установлены анализаторы до взрывных концентраций с выдачей светового и звукового сигналов;
- технологическое оборудование, фланцевые соединения, клапанные сборки выполнены герметично.

При возникновении пожара обслуживающий персонал вызывает пожарную команду и действует согласно плану ликвидации аварии. В случае пожара аварийно останавливается вся ПСП. Аварийный останов ПСП может быть произведен автоматически от срабатывания любого датчика системы пожаротушения или нажатием кнопки на главном щите пульта управления. При отказе любого из приборов КИПиА и в случае невозможности контроля параметра по косвенным показаниям других приборов производится аварийная или нормальная остановка отдельного

модуля, блока, или всей ПСП. В каждом конкретном случае обслуживающий персонал руководствуется действующими на ПСП инструкциями.

### **Выводы по разделу**

На ПСП используются углеводородные газы, применяются другие вещества, опасные для здоровья человека. В целях предупреждения вредного воздействия их на здоровье человека предусмотрены защитные приспособления, осуществляется контроль воздушной среды. В целях исключения аварий по вине обслуживающего персонала к работе допускаются работники, имеющие специальную подготовку, прошедшие обучение правилам техники безопасности; осуществляется контроль за соблюдением правил охраны труда и техники безопасности, трудовой дисциплины.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Химия нефти / Ю.В. Поконова [и др.]; под ред. З.И. Сюняева. – Ленинград: Химия, 1984. – 360 с.
2. Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти. – М.: Мир, 1981. – 504 с.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа. – Уфа: Гилем, 2002. – 671 с.
4. Бакиров А.А. и др. – Геология нефти и газа, М., Недра, 1993. – 228 с.
5. Калинин М.К. Тайны образования нефти и горючих газов. – М.: Недра, 1981. – 192 с.
6. Губкин И.М. Учение о нефти. – М.: Наука, 1975. – 384 с.
7. Основы геологии нефти и газа: учебное пособие/О.С. Чернова. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 88 с.
8. Крец В.Г., Шадрина А.В. Основы нефтегазового дела. Учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 20 с.
9. Ермолкин В.И., Керимов В.Ю. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2012. – 460 с.
10. Сафиева Р.З. Физико-химические основы технологии переработки нефти / Р.З. Сафиева – М.: Химия, 1988. – 448 с.
11. Технологический регламент ДНС с УПСВ Западно-Лугинецкого месторождения, 2017г.
12. ГОСТ Р 51858-2002 – Нефть. Общие технические условия (с Изменениями N 1, 2) [Электронный ресурс]. Дата обращения 01.05.2020 г.
13. Геология и геохимия нефти и газа / А.А. Бакиров, З.А. Табасаранский, М.В. Бордовская, А.К. Мальцева. Под ред. А.А. Бакирова и З.А. Табасаранского – М. : Недра, 1982. – 228 с.

14. Химия нефти / Ю.В. Поконова [и др.]; под ред. З.И. Сюняева. – Ленинград: Химия, 1984. – 360 с.

15. Химия нефти и газа: учебное пособие для студентов химико-технологических специальностей вузов / А.И. Богомолов [и др.]; под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. – Ленинград: Химия, 1981. – 359 с.

16. Химическая энциклопедия. В 5 т.: / Редкол.: Кнунянц И.Л. (гл. ред) и др. – М.: Большая Российская эникл., 1992. – 639 с.

17. Боровиков В.П. Популярное введение в современный анализ данных в системе STATISTICA. Учебное пособие для вузов. – М.: Горячая линия – Телеком, 2013. – 228 с.

18. Официальный сайт ООО «Газпромнефть-Восток». URL:<https://vostok.gazprom-neft.ru/about/>. Дата обращения 10.05.2020 г.

19. ГОСТ 2477-2014 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды (с Изменением N 1, с Поправками)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200120803>. Дата обращения: 02.05.2020 г.

20. ГОСТ 21534-76 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей (с Изменениями N 1, 2, 3, с Поправкой)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200007600>. Дата обращения: 01.05.2020 г.

21. ГОСТ Р 51947-2002 «Нефть и нефтепродукты. Определение серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектроскопии (с Поправкой, с Изменением N 1)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200030508>. Дата обращения: 02.05.2020 г.

22. ГОСТ 1756-2000 (ИСО 307-99) «Нефтепродукты. Определение давления насыщенных паров». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ.

[Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим  
<http://docs.cntd.ru/document/1200011970>. Дата обращения: 02.05.2020 г.

23. ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81) «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей (с Изменением N 1)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200004078>. Дата обращения: 02.05.2020 г.

24. ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200145229>. Дата обращения: 02.05.2020 г.

25. ГОСТ 2177-99 «Нефтепродукты. Методы определения фракционного состав». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200005690>. Дата обращения: 03.05.2020 г.

26. ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Методы определения парафинов (с Поправкой)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200160491>. Дата обращения: 03.05.2020 г.

27. ГОСТ Р 50802-95 «Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов». ГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200026835>. Дата обращения: 03.05.2020 г.

28. ГОСТ Р 52247-2004 «Нефть. Методы определения хлорорганических соединений (с Изменением N 1, с Поправкой)». НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200036301>. Дата обращения: 03.05.2020 г.

29. ГОСТ 3900-85 «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности (с Изменением N 1, с Поправкой)». МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. [Электронный ресурс]. / Техэксперт – ЭлектрРежим <http://docs.cntd.ru/document/1200003577>. Дата обращения: 03.05.2020 г.

30. Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 N 302н (ред. от 06.02.2018) «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда» (Зарегистрировано в Минюсте России 21.10.2011 г. N 22111).

31. ГОСТ 12.4.299-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания. Рекомендации по выбору, применению и техническому обслуживанию (с Поправкой)».

32. ГОСТ 12.0.004-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Организация обучения безопасности труда. Общие положения».

33. ГОСТ 12.1.003-2014 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности».

34. СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа URL: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/485621>., свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.

35. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: <http://www.complexdoc.ru/ntdtext/579059>., свободный. – Дата обращения: 23.04.2014 г.